

Trabajo Fin de Grado

Título del trabajo:

Análisis de posibilidades de suministro eléctrico
mediante baterías de litio conectadas a la red

English title:

Analysis of energy supply chances by means of grid-
connected lithium-ion batteries

Autor/es

Sofía Sanz Ortega

Director/es

Rodolfo Dufo López



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Sofía Sanz Ortega,

con nº de DNI 72896415P en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo

de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
Grado

Análisis de posibilidades de suministro eléctrico mediante baterías de litio
conectadas a la red

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada
debidamente.

Zaragoza, a 20 de septiembre de 2017

Fdo: Sofía Sanz Ortega

Análisis de posibilidades de suministro eléctrico mediante baterías de litio conectadas a la red

Resumen

El crecimiento de la demanda de energía a nivel mundial y el agotamiento de los recursos energéticos convencionales son algunos de los aspectos que acentúan la necesidad de un nuevo concepto de red eléctrica, más efectiva y robusta, capaz de soportar las necesidades futuras de consumidores y productores.

Esta situación obliga a la búsqueda de nuevas formas de generación, entre las que destacan las alternativas renovables y limpias, como la tecnología solar fotovoltaica.

En este contexto cabe destacar la importancia de los sistemas de almacenamiento de energía como elemento integrante de las nuevas redes eléctricas, ya que permiten al usuario almacenar y gestionar la energía consumida y la generada mediante fuentes renovables propias.

Así, el principal objetivo de este trabajo es evaluar la rentabilidad económica asociada a la conexión de baterías de litio, como fuente de suministro eléctrico, para cargas residenciales de un hogar promedio en España, frente al modelo actual de suministro por medio de la red eléctrica. Se analizan varias posibilidades, desde la recarga de las baterías por medio de la red eléctrica en los periodos con menor demanda, hasta la recarga de las mismas mediante fuentes de generación individuales.

En primer lugar se presenta una comparativa de las tecnologías de almacenamiento existentes, con el objetivo de seleccionar el modelo óptimo para la aplicación. Se repasan las diferentes modalidades de tarificación eléctrica en España, descubriéndose cuáles pueden ser favorables al caso presentado. Con el objetivo de favorecer la integración de las renovables y por tanto un sistema de generación distribuida, se estudia el desarrollo actual de la tecnología solar fotovoltaica, incluyéndose precios de los componentes o recurso disponible en el emplazamiento planteado.

Conocido el contexto general, se pasa a analizar diferentes casos. Para ello se emplea el *software iHOGA*, capaz de optimizar sistemas híbridos de generación eléctrica incluyendo almacenamiento. Únicamente se va a estudiar la rentabilidad económica de los casos propuestos, ya que el análisis de emisiones complicaría la evaluación de las alternativas.

El propósito final es valorar el almacenamiento como un nuevo elemento en el sistema eléctrico de distribución, y estudiar su proyección futura, mediante el desarrollo de las tecnologías, la bajada de los precios y la consecuente adaptación de la normativa.

Tabla de contenido

Declaración de autoría y originalidad	1
Resumen	2
1. Introducción	5
1.1. Antecedentes	5
1.2. Objetivo y alcance	6
1.3. Metodología y estructura del documento	7
2. Estado del arte	8
2.1. Sistema Eléctrico de Potencia	8
2.1.1. El sistema eléctrico tradicional y su evolución.....	8
2.1.2. El papel del almacenamiento en el nuevo sistema eléctrico	8
2.1.3. Gestión inteligente de los consumos	9
2.2. Tecnologías y sistemas de almacenamiento	10
2.2.1. Clasificación general de los sistemas de almacenamiento	10
2.2.2. Sistemas de almacenamiento electroquímico	11
2.2.3. Baterías de tecnología ion-Litio.....	12
2.2.4. Situación actual y previsiones futuras.....	13
2.3. El Mercado Eléctrico Nacional.....	15
2.3.1. El sistema eléctrico español	15
2.3.2. Tarifas eléctricas.....	15
2.3.3. Marco regulatorio. Almacenamiento y autoconsumo	16
2.4. Tecnología solar fotovoltaica, FV	17
3. Casos de estudio	18
3.1. Introducción	18
3.2. Herramientas empleadas: software <i>iHOGA</i>	18
3.3. Condiciones y especificaciones de los casos de estudio	19
3.3.1. Caso base: suministro sólo de red.....	19
3.3.2. Baterías con conexión a red	19
3.3.3. Baterías con conexión a red y posibilidad de inyectar energía.....	20
3.3.4. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red.....	20
3.3.5. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red y posibilidad de venta	20
4. Resultados obtenidos	21
4.1.1. Caso base: suministro sólo de red.....	21
4.1.2. Baterías con conexión a red	21
4.1.3. Baterías con conexión a red y posibilidad de inyectar energía.....	22
4.1.4. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red.....	23
4.1.5. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red y posibilidad de venta	24

5. Conclusiones	25
6. Bibliografía	26
Índice de figuras.....	28
Índice de tablas.....	29
ANEXOS	30
Anexo I. Ficha técnica de los componentes de la instalación	30
a) Ficha datos baterías	30
b) Ficha datos inversores, para baterías.....	31
c) Ficha datos módulos fotovoltaicos	32
Anexo 2. Informes generados por iHOGA	34
a) Informe de resultados: Baterías con conexión a red y posibilidad de inyectar energía	35
b) Informe de resultados: Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red y	
posibilidad de inyectar energía	36

1. Introducción

1.1. Antecedentes

El abastecimiento de energía y la protección del medio ambiente constituyen algunos de los principales desafíos para el mundo desarrollado en el futuro [1]. El crecimiento de la demanda energética, acompañado del agotamiento de las fuentes de generación convencionales (petróleo, carbón y gas natural) y su correspondiente subida de precio, además de la importancia de evitar las emisiones de CO₂ a la atmósfera, hace visible la necesidad de nuevas fuentes y tecnologías en el mercado energético.

Con el desarrollo de las fuentes de generación renovables se reduce la agresión ambiental (fuentes limpias, alternativas a las convencionales), pero se acentúa la necesidad de una potencia firme y flexible que asegure la continuidad de suministro, ante la aparición de recursos difícilmente gestionables.

Además con el desarrollo energético actual, consecuencia de la presente revolución científico-técnica [2], aparecen nuevas tecnologías y preferencias tales como el autoconsumo, la electrificación del transporte, o la gestión de la demanda individual, que incitan a un cambio en el modo de percibir el sistema eléctrico.

La evolución del sistema eléctrico tradicional hacia un sistema más eficiente y sostenible, gracias a la mejora de las TIC's y la Electrónica, se conoce como "*Smart Grid*" o *Red Eléctrica Inteligente* [3].

En la Fig.1 se compara la red tradicional centralizada (grandes unidades de generación conectadas a la red de transmisión y cargas no controlables alimentadas desde la red de distribución) con la nueva red del futuro, que presenta numerosas unidades de generación más pequeñas (generación distribuida) y conectadas en puntos cercanos al consumo [4].

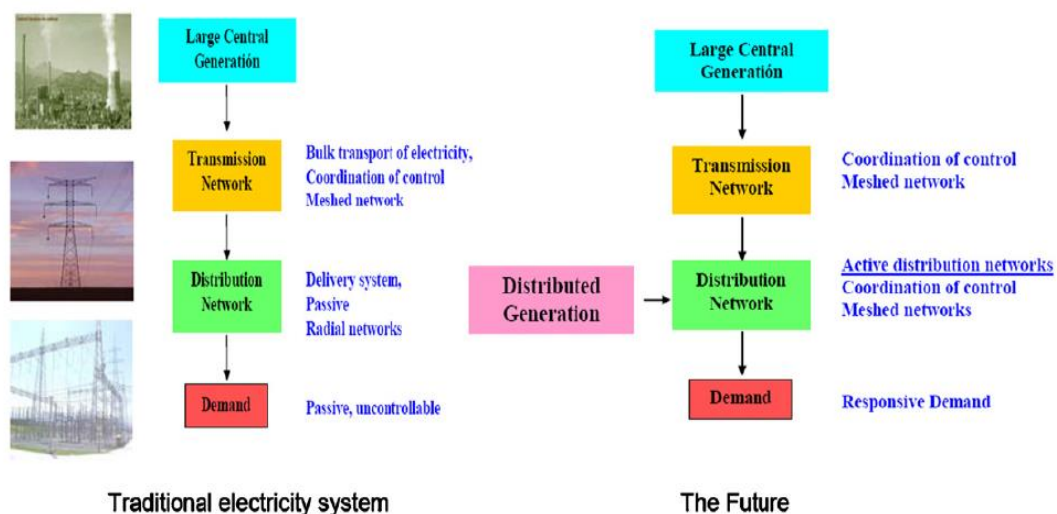


Fig. 1. El sistema eléctrico tradicional y su evolución (redes eléctricas inteligentes). Fuente: Fig.1, artículo [4].

Para apoyar este nuevo sistema, son indispensables los sistemas de almacenamiento energético [5-6], cuyo aporte comprende desde la integración de las fuentes renovables (mitigando su intermitencia) hasta la mejora de la fiabilidad y estabilidad de las redes (control de potencia-frecuencia, reservas,...).

Algunos de los beneficios asociados al almacenamiento son: aumento de la seguridad energética mediante nuevas capacidades de reserva, mejora de la eficiencia del sistema al aplanarse la curva de la demanda, seguimiento de la demanda y la oferta además de beneficios económicos para el consumidor a través de distintos métodos de tarificación. Asimismo, la reducción de la dependencia energética o la consideración de aspectos medioambientales serán factores clave en la evolución de la red eléctrica actual.

Actualmente, una de las tecnologías con mayores expectativas de uso en almacenamiento de energía a nivel doméstico o industrial, son las baterías electroquímicas de litio [7]. Su gran capacidad de almacenamiento de energía en poco espacio y su rapidez de carga/descarga, unidos a su reciente abaratamiento gracias al desarrollo de los sistemas de fabricación, hace que se coloquen en primer plano en el estudio de posibilidades de almacenamiento energético en las redes del futuro.

Este trabajo se centrará en el estudio de distintas posibilidades de suministro eléctrico mediante baterías de litio, y los beneficios que esto supondría para un consumidor con carga residencial promedio en España, según las distintas modalidades de tarificación. También se incluirá la penetración de fuentes renovables, haciendo hincapié en la necesidad de una generación limpia y distribuida.

1.2. Objetivo y alcance

El objetivo de este proyecto es adquirir una visión general del papel que juegan las baterías en el sistema eléctrico del futuro y relacionarlo con los beneficios económicos directos en los consumidores finales de energía, así como con el autoconsumo mediante su hibridación con fuentes renovables.

En el presente trabajo se estudian las posibilidades de las baterías de litio, por ser una tecnología puntera y con altas expectativas. El análisis de costes y parámetros técnicos de las baterías (vida útil o capacidad) son imprescindibles para lograr integrar el almacenamiento en las redes eléctricas, favoreciendo así un sistema distribuido y de calidad.

La evaluación de aspectos económicos requiere un análisis de los precios y modalidades de tarificación en el sistema eléctrico actual. Se hace uso de las tarifas por periodos horarios que permiten un mejor aprovechamiento económico de los sistemas de almacenamiento.

La integración de la producción renovable se lleva a cabo a través de la tecnología fotovoltaica, debido a su gran potencial a nivel usuario doméstico.

En este caso, el proyecto se centra en encontrar un sistema de almacenamiento cuya rentabilidad sea suficiente como para atraer a un consumidor doméstico a la instalación de dicho sistema.

1.3. Metodología y estructura del documento

Se pretende realizar el trabajo de forma ordenada, exponiendo en primer lugar los fundamentos y conceptos básicos que permiten contextualizar el proyecto, y desarrollando a continuación diferentes casos hipotéticos, junto con las herramientas y técnicas empleadas.

La estructura del documento se reparte en las siguientes secciones:

- Estado del arte o análisis del sistema eléctrico tradicional y su evolución hacia las “*Smart Grids*”. Se presta especial atención al almacenamiento, como una de las claves para lograr la integración de la generación distribuida y un sistema limpio y de calidad.
- Principios y tecnologías básicas de almacenamiento de energía y sus aplicaciones en los sistemas eléctricos. Se explicará en detalle la oferta tecnológica existente en baterías electroquímicas de litio, consideradas las más convenientes para la aplicación que concierne.
- Modalidades de tarificación aplicables para electricidad, alternativas a las tarifas planas. Se presentan concretamente las tarifas de discriminación horaria por periodos. Además se incluye un breve resumen de la normativa y regulación en el mercado eléctrico español, legislación sobre sistemas de almacenamiento particulares y autoconsumo con fotovoltaica.
- Principales aspectos en la tecnología fotovoltaica para su integración con baterías, consiguiendo así integrar la generación renovable en el sistema propuesto.

Una vez se ha contextualizado el proyecto, se pasa al desarrollo de los casos de estudio:

- Descripción de las condiciones y especificaciones del caso base y supuestos de estudio. Se tratará de estudiar condiciones similares a las existentes en un contexto real. El objetivo es establecer un parámetro básico de comparación, en este caso el coste asociado.
- Desarrollo de casos hipotéticos con baterías conectadas a red, siguiendo la metodología de [8], y añadiendo generación renovable en última instancia. Para la evaluación económica de los casos, se emplea el *software iHOGA* que consigue optimizar en cada caso, los distintos componentes del sistema.
- Comparación de los casos de baterías conectadas a red, frente al modelo base de suministro de red sin almacenamiento. La variable de estudio considerada es la rentabilidad económica, por parte del consumidor.
- Por último, se enumeran las conclusiones más importantes deducidas del análisis de los casos de estudio.

A lo largo del trabajo de contextualización, se ha procurado citar una bibliografía concisa y que resuma los principales problemas vigentes y retos futuros. En cuanto al desarrollo del estudio propio, el problema se aborda de manera teórica aunque se intentará simular condiciones lo más cercanas posibles a la realidad, simulando condiciones optimistas y pesimistas, para salvar ambigüedades y poder obtener resultados más realistas.

2. Estado del arte

2.1. Sistema Eléctrico de Potencia

Se entiende como sistema eléctrico de potencia al conjunto de máquinas convertidoras, líneas, transformadores y aparata para generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

2.1.1. El sistema eléctrico tradicional y su evolución

Tal como se ha mostrado en los antecedentes a través de la Fig.1, la red tradicional (centralizada y pasiva), está evolucionando hacia una red más sostenible y eficiente (distribuida y cada vez más activa), que incluye más unidades de generación y flujos bidireccionales de energía.

La integración de nuevas unidades de generación distribuida y nuevos consumos, sin que esto comprometa al sistema con la exigencia de mayor capacidad para poder atender las puntas de generación-demanda, obliga al uso de equipos adecuados de comunicación bidireccional y sistemas de almacenamiento de energía.

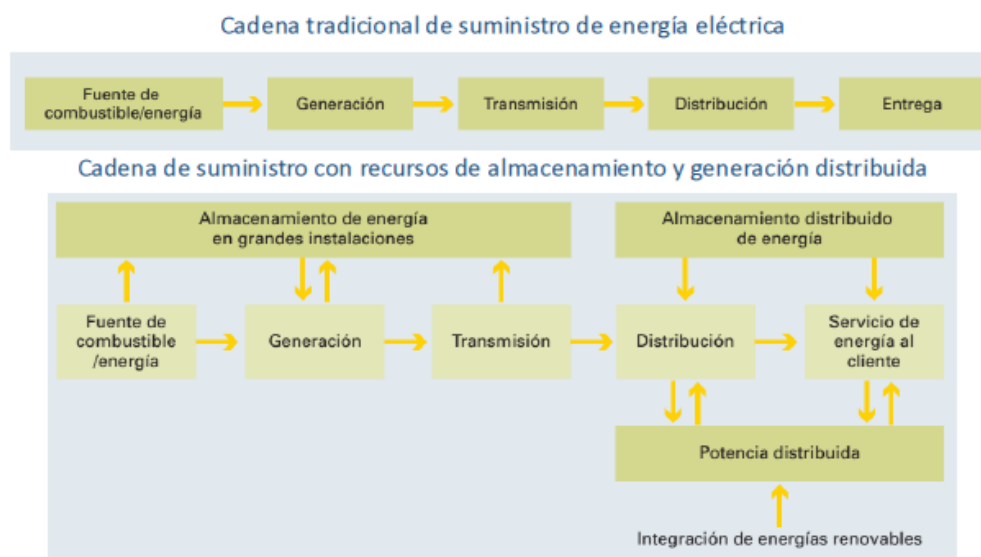


Fig. 2. El sistema eléctrico tradicional y su evolución a través de sistemas de almacenamiento de energía. Fuente: Presentación Power Business/ Cátedra Endesa

2.1.2. El papel del almacenamiento en el nuevo sistema eléctrico

Las aplicaciones que tiene el almacenamiento en los sistemas de generación, transmisión y distribución propuestos son varias. Entre ellas: nuevos servicios al mercado mayorista (como ofertas de capacidad), almacenamiento en red transportable y distribuido, servicios complementarios (control y reservas) y sistemas agregados ("Energy Service Companies").

El presente trabajo evalúa las posibilidades de almacenamiento en red para aprovechamiento residencial, por ello se destacan las aplicaciones a nivel de usuario final como:

- Mejora en fiabilidad y estabilidad de las redes: apoyo a cargas críticas mediante sistemas de alimentación ininterrumpidos, SAI.
- Seguridad energética: nuevas capacidades de reserva
- Aumento de la eficiencia: aplanamiento de la curva de la demanda, reducción de costes de operación y mantenimiento
- Beneficios económicos: tarifas de discriminación por periodo de uso, amortiguación de precios con la bajada del precio de la demanda
- Integración de fuentes renovables: mitigar la intermitencia del recurso
- Balance neto: ajuste entre generación y consumo

2.1.3. Gestión inteligente de los consumos

Son muchas las medidas destinadas a promover la participación activa de los usuarios en el uso y gestión de la energía. Estas medidas, conocidas como *Gestión Activa de la Demanda*, incluyen programas de ahorro y eficiencia, programas de control de cargas directo e indirecto (mediante tarificación, contratos e incentivos) y mercados de gestión de la demanda.

Aunque en España la utilización de este tipo de medidas aún es limitada, sin duda se hará efectiva en un futuro para poder afrontar los problemas de congestión en el sistema, y cumplir los retos existentes en la actualidad tanto a nivel técnico como a nivel social.

En la Fig.3 se ilustran las ventajas que supondría una gestión inteligente de las cargas, incluyendo los efectos provocados por la adición de baterías al sistema de suministro eléctrico.

Con una gestión inteligente de los consumos (se entiende como consumo tanto las propias cargas como las baterías), se favorece la integración de renovables, llenado de valles y minimización de las diferencias de generación, mejorándose así el factor de carga. Aunque también es importante resaltar las consecuencias perjudiciales que supondría la recarga de las baterías en horas punta, como ineficiencia o sobredimensionamiento del sistema para cubrir los nuevos picos de demanda.



2.2. Tecnologías y sistemas de almacenamiento

La energía eléctrica puede ser generada, transportada y transformada con facilidad. Sin embargo, su almacenamiento es más complicado ya que sólo se puede almacenar si previamente se transforma en otros tipos de energía [9].

2.2.1. Clasificación general de los sistemas de almacenamiento

La clasificación más empleada depende de si la conversión previa es en:

- Energía Mecánica: hidráulico, aire comprimido y volantes de inercia.
("Pumped-Hydro PHS-PSP", "Compressed air CAES", "Flywheel FES")
- Energía electromagnética/eléctrica: supercondensadores y bobinas superconductoras.
("Double layer Capacitor DLC" o "Supercapacitor", "Superconducting magnetic coil SMES")
- Energía electroquímica: baterías primarias, secundarias y de flujo.
("Lead acid"- NiCd – Li - NaS Batteries, "Redox flow", "Hybrid flow")
- Energía química: hidrógeno (electrolizador – almacenamiento del hidrógeno – pila de combustible).
("Electrolyser–Storage–Fuel cell", "Substitute Natural Gas SNG", "Power to Gas P2G")

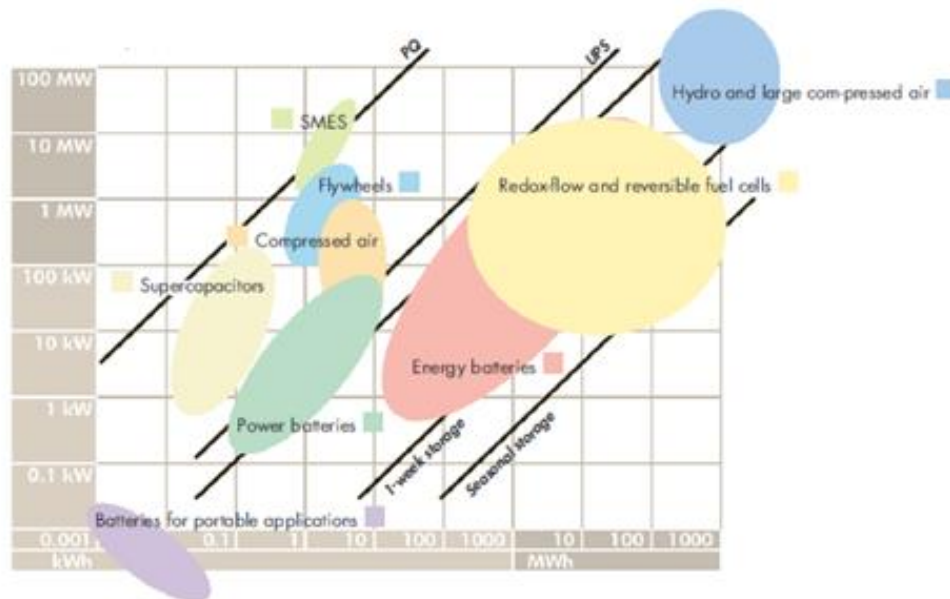


Fig. 4. Energía almacenada, potencia nominal y tiempo de descarga, para diferentes sistemas de almacenamiento.
Fuente: European Commission, Community Research.

Otra clasificación habitual, según el tiempo de respuesta. Esta organización permite distinguir las aplicaciones de energía (descargas lentas), de las de potencia (descargas cortas).

- Respuesta en segundos: compensación de armónicos, "flickers" o parpadeos, control de potencia – frecuencia.
- Respuesta en minutos: reserva rodante, suministro ininterrumpido.
- Respuesta en horas: almacenamiento picos de energía, nivelado de cargas, rentabilidad de la red.

2.2.2. Sistemas de almacenamiento electroquímico

Hasta ahora se han mencionado varias formas de almacenamiento, según la aplicación a la que se destinan. Sin embargo, las únicas tecnologías capaces de almacenar energía suficiente para el recorte de picos-llenado de valles ("peak shaving"- "load levelling") y control de potencia-frecuencia son las baterías.

Una **batería** es un conjunto de celdas galvánicas dispuestas en serie, que permite convertir la energía química almacenada en electricidad. Cada celda está compuesta por dos electrodos (ánodo y cátodo) y un conductor iónico (electrolito). Las principales características que la destacan frente al resto de sistemas pueden enumerarse como:

- Respuesta rápida, de microsegundos (sólo igualable con supercondensadores)
- Muy pocas pérdidas por autodescarga
- Alta eficiencia energética, dependiendo de la aplicación y los detalles de operación
- El coste depende mucho del uso en las diferentes aplicaciones

En función de la naturaleza interna, se pueden distinguir varios tipos de baterías. No existe un sistema óptimo. Por ello se resumen las ventajas y desventajas de todos ellos, con el objetivo de seleccionar el sistema más apropiado para la aplicación de estudio.

Las principales **baterías comerciales** a día de hoy son:

- Baterías primarias (**pilas**): no recargables, por lo que no son válidas para aplicaciones estacionarias. Su autodescarga es muy baja, pero son muy contaminantes.
- Baterías secundarias
 - **Plomo-ácido**: basadas en la electrólisis del H_2O . Problemas de corrosión, sulfatación y mantenimiento complejo. La adición de carbono en el ánodo reduce la sulfatación y permite aumentar su vida útil. Las ventajas son su madurez tecnológica, robustez, bajo coste y alta tensión en bornes. Sin embargo, poseen una baja densidad de energía, pocos ciclos de carga-descarga y pérdida progresiva de capacidad y tensión con el uso.

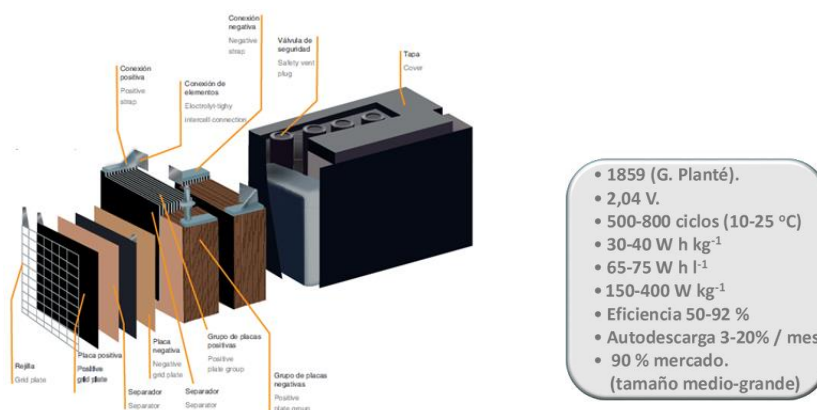


Fig. 5. Batería de plomo ácido: aspecto y características. Fuente: Catálogo Fullwat y CSIC

- **Níquel** (NiCd y NiMH): Autodescarga muy baja y durabilidad pese a descargas profundas, sobrecargas o cortocircuitos. Elevado coste. Las baterías de Cadmio tienen ciclos de vida útil largos, mientras que las de Metal-Hidruro presentan hasta un 40% más de densidad de energía.

- **Ion Litio:** eficiencia, elevado número de ciclos de vida, alta tensión nominal y potencia. Muy sensibles a temperaturas elevadas, con rápida degradación. La principal contra hasta ahora ha sido su elevado coste.



Fig. 6. Batería de ion litio: aspecto y características. Fuente: Catálogo Fullwat y CSIC

- **Ion Sodio:** Batería en desarrollo. Mismo fundamento que las de ion Litio, sustituyendo Litio por Sodio (material más barato y fácil de adquirir).

Además existen otras **líneas de investigación** para el desarrollo de las siguientes baterías:

- Baterías de **flujo redox** (Vanadio y ZnBr): materiales químicos disueltos en electrolito. Necesita complejos sistemas de bombeo y control. Las baterías de Vanadio están más desarrolladas y tienen una vida útil mayor. Pero son más caras que las de Cinc-Bromo, y tienen menor energía específica.
- Baterías **Metal-Aire** (Li-aire, Al-aire): compactas y muy baratas. Baja eficiencia. Las de Litio tienen mayor tensión nominal y energía específica, pero son más dañinas con el medio ambiente que las de Aluminio.
- Baterías **NaS** (NaNiCl₂ “Zeolite Battery Research Africa Project ZEBRA”): Alta densidad de energía, alta eficiencia y elevado nº de ciclos de carga-descarga. Necesitan altas temperaturas para funcionar, el mantenimiento es complejo y se necesita protección en contacto con aire.

2.2.3. Baterías de tecnología ion Litio

De entre todos los sistemas de almacenamiento descritos, el más apropiado para uso en sistemas conectados a red, son las baterías de litio [10-11]. Ello es debido a su alta durabilidad, elevada capacidad energética y precios cada vez más competitivos.



Fig. 7. Componentes de las baterías de ion Litio. Fuente: Presentación Cátedra Endesa

Dentro de las baterías de ion Litio existen muchas tecnologías diferentes, en función de su composición y materiales constituyentes. En la [Tabla.1](#) se recogen las principales tecnologías y sus características. Entre ellas, las baterías de Litio tradicionales LiCoO₂ y las de hierro fosfato LiFePO₄, significativamente más baratas y que serán las incluidas en los casos de estudio.

Tecnología ion Litio	LiCoO ₂ (modelo tradicional)	LiFePO ₄ (LFP)	LiMn ₂ O ₄	LiNiMnCoO ₂ (NMC)	LiNiCoAlO ₂ (NCA)	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Tensión nominal (V)	3,5	3,2 - 3,3	3,7	3,6 - 3,7	3,6	2,4
Energía específica (Wh/kg)	150 - 200	90 - 120	100 - 150	150 - 220	200 - 300	70 - 80
nº ciclos de vida	500 - 1000	1000 - 2000	300 - 700	1000 - 2000	500	3000 - 7000
Ventajas	Alta energía específica	Estabilidad térmica, nº ciclos de vida, precio	Flexibilidad, energía específica	Elevado nº ciclos vida	Energía específica, nº ciclos de vida	Carga rápida, descarga segura, comportamiento térmico
Inconvenientes	Seguridad (riesgo combustión), nº ciclos vida	Baja tensión nominal, baja energía específica, autodescarga	nº ciclos vida	Energía específica baja	Coste, seguridad	Baja tensión nominal, elevado precio, baja energía específica

Tabla 1. Resumen de las principales tecnologías de ion Litio y sus características. Fuente: Elaboración propia

2.2.4. Situación actual y previsiones futuras

A día de hoy no existe una tecnología de almacenamiento única, que asegure todas las necesidades de suministro y gestión de fuentes energéticas, ya que son muchas las variables influyentes en cada tipo de aplicación (densidad de energía, potencia, capacidad, tiempo de respuesta, coste, vida útil, operación-mantenimiento, control) [12]. A través de la Fig.8 se pretenden comparar algunas de las características de los sistemas de almacenamiento.

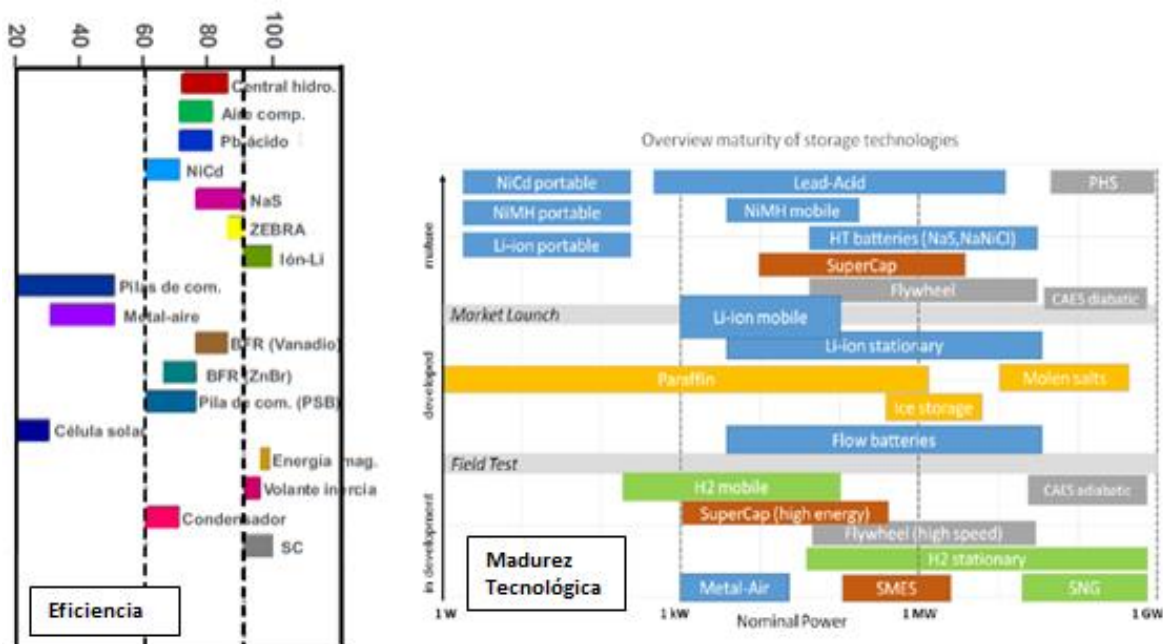


Fig. 8. Características de los principales sistemas de almacenamiento: eficiencia en % (izquierda) y madurez tecnológica (derecha). Fuente: Cátedra Endesa y FutuRed GIA

A nivel mundial, la potencia de almacenamiento instalada en 2014 eran 130 GW, que se incrementaron hasta los 145 GW en 2015. Estos datos han aumentado hasta 160 GW en 2016, según los últimos informes de *IHS Energy Technology*. Este crecimiento exponencial del mercado mundial se debe principalmente a la reducción del coste de las baterías, apoyado además por programas de financiación de los gobiernos y ofertas de las compañías eléctricas.

Según el *Departamento de Energía de los Estados Unidos*, ya hay 1GW instalado en sistemas de ion Litio, de los cuales 3,2MW se encuentran en España.

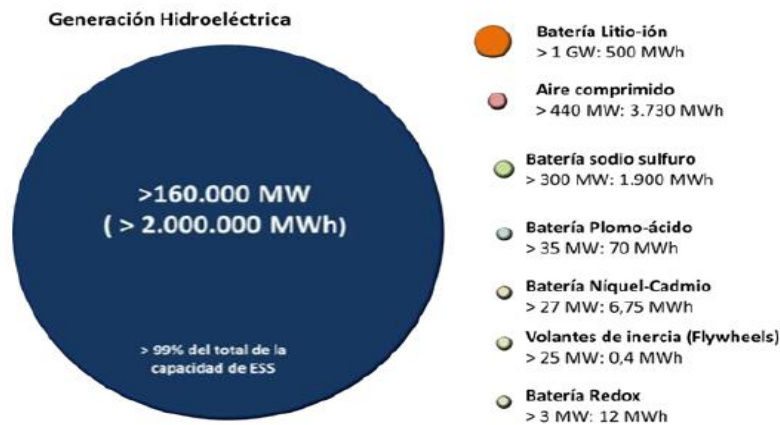


Fig. 9. Reparto de potencia de almacenamiento instalada según las distintas tecnologías. Fuente: IHS Energy Technology, 2016

Las previsiones para el 2030 son favorables a este crecimiento, en particular en tecnologías como la de ion Litio, ya que se estiman fuertes reducciones de costes en los próximos 13 años a medida que mejora la tecnología y se reducen los costes de los componentes (hasta un 70% de reducción de coste de las baterías, según el *Consejo Mundial de la Energía*).

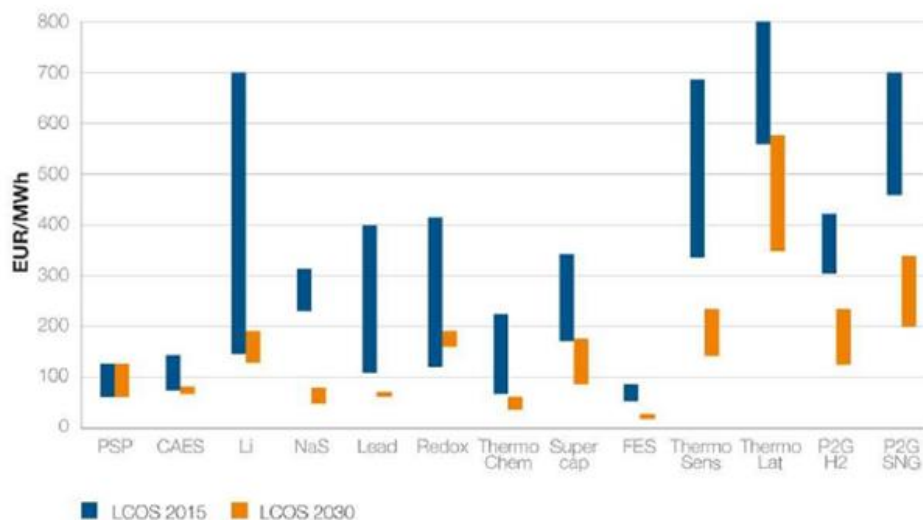


Fig. 10. Estudio de costes de almacenamiento en 2015 - 2030 ("Levelised Cost of Storage LCOS"). Fuente: PwC 2015

2.3. El Mercado Eléctrico Nacional

2.3.1. El sistema eléctrico español

Desde 1984, el sector eléctrico en España pasa a considerarse un servicio público. Sin embargo, en 1997 se emite una ley que supone la liberalización de las actividades reguladas y la supresión del monopolio y planificación centralizada del sector [13].

Actualmente conviven dos modalidades de contratación: libre y regulada. Las actividades de generación y comercialización están liberalizadas, mientras que las actividades de transporte y distribución, resultantes de un monopolio natural, están reguladas.

El mercado eléctrico se refiere al conjunto de actividades libres, y en España funciona como una bolsa donde se compra y vende energía eléctrica mediante un sistema de casación entre las ofertas de venta de los productores y las ofertas de compra de los comercializadores. Para supervisar el mercado se crean dos entidades independientes conocidas como: *Omi-Polo Español S.A. (OMIE)*, operador del mercado y responsable de la gestión económica y *Red Eléctrica de España S.A. (REE)*, operador del sistema y responsable de la gestión técnica.

La ley vigente en la actualidad es la *Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico* [14]. Además de asegurar un suministro de calidad y a buen precio, garantizando la protección medioambiental, incluye el fomento del autoconsumo.

2.3.2. Tarifas eléctricas

El esquema de tarifas eléctricas en España discrimina dos grandes grupos:

- Consumidores con potencia contratada >10kW; obligados a participar en el mercado libre o establecer acuerdos bilaterales con las empresas comercializadoras.
- Consumidores con potencia contratada <10kW; dos opciones de contrato de suministro de energía con una empresa comercializadora:
 - Precio voluntario para el pequeño consumidor, PVPC: regulado por el gobierno
 - Precio libremente fijado por la comercializadora. Puede existir discriminación en precios según el horario de consumo: tarifas de discriminación horaria DHA.

Las modalidades de tarificación empleadas en los casos de estudio descritos a continuación, corresponden a consumidores de potencia <10kW y acogidos a diferentes tarifas ofertadas por la comercializadora ENDESA. En concreto se compara la *tarifa Tempo 24h* o 2.0A, de precio fijo y la *tarifa Verde Endesa Supervalle* o 2.0DHS, discriminatoria por periodos.

En la [Tabla.2](#) se recogen las principales características de dichas tarifas. A este precio hay que añadir el impuesto a la electricidad (5,1130%) e IVA (21%).

Denominación	Tarifa de acceso	Término de potencia (€/kW mes)	Término de energía (€/kWh mes)			
Tarifa Tempo 24h	2.0A	3,602597	0,140711			Periodos horarios
Tarifa Verde Endesa Supervalle	2.0DHS	2,970789	Punta	0,154049	Punta (10h)	13.00 - 23.00
			Valle	0,069845	Valle (8h)	Resto
			Supervalle	0,051769	Supervalle (6h)	1.00 a 7.00

Tabla 2. Resumen precios establecidos para tarifas 2.0A y 2.0DHS de Endesa. Fuente: propia

2.3.3. Marco regulatorio. Almacenamiento y autoconsumo

El desarrollo del autoconsumo, entendido como “... consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea de energía eléctrica asociadas a un consumidor...”, requiere regulación sobre cómo legalizar las instalaciones de autoproducción de energía eléctrica. Así, en 2015 se aprueba el *Real Decreto 900/2015 de 9 de octubre de Autoconsumo* [15].

Las instalaciones objeto del *Real Decreto de Autoconsumo* son “...instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante”. Se especifica además que “...las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se consideraran aisladas”. En cuanto al almacenamiento “...se podrán instalar elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo...” siempre que estén sujetos a la normativa.

La *ley 24/2013 del Sector Eléctrico*, distingue dos modalidades de autoconsumo:

- Instalaciones destinadas al consumo propio: la potencia de autoconsumo instalada tendrá que ser inferior a la contratada, y no superior a 100kW.
- Instalaciones de producción inscritas en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica: la suma de potencias producidas ha de ser menor a la contratada.

En cualquiera de los casos, se debe solicitar la nueva conexión eléctrica a la empresa distribuidora correspondiente y se obliga a la instalación de dispositivos de medida en ciertos puntos. También hay que solicitar inscripción al registro de autoconsumo en el *Ministerio de Industria, Energía y Turismo*.

En función de las características de la instalación existen costes o impuestos adicionales:

- Cargo variable, sobre la energía producida y auto-consumida.
Los usuarios conectados con potencia contratada <10kW y sin verter excedentes a la red, estarán exentos del pago de este cargo.
- Cargo fijo, según el término de potencia.
Este cargo fijo se aplica sólo a usuarios con más de 100kW instalados o sistemas con baterías.

Así que de una u otra forma se penaliza al productor, ya que en lugar de retribuirse la energía generada, se debe pagar cierta cantidad por cada kWh producido.

Pese a que la *Directiva Europea de 2009/28 CE* [16] pretendía incentivar el autoconsumo impulsando las energías renovables, el *Real Decreto de Autoconsumo 900/2015* entorpece su avance debido a la penalización impuesta a la instalación de sistemas de almacenamiento y de fotovoltaica (cargos adicionales o peajes de respaldo).

En otros países el autoconsumo ya es una realidad, gracias a mecanismos que incentivan a sus usuarios por las instalaciones de autoconsumo, como el balance neto en Dinamarca y Bélgica, o las tarifas “*Feed In Tariff FIT*” en Alemania y Reino Unido.

De lo anterior se deduce la necesidad de un cambio de mentalidad en lo relativo al autoconsumo y una reforma en cuanto a legislación eléctrica en España, que incentive el uso de las renovables y fomente el autoconsumo.

2.4. Tecnología solar fotovoltaica, FV

El avance hacia una nueva red eléctrica con generación distribuida y el rechazo a las fuentes convencionales, hace que las energías renovables cobren especial importancia. En particular, la tecnología solar fotovoltaica, que además de poseer un enorme potencial, presenta bajos costes de operación y mantenimiento. Sin embargo, requiere una inversión inicial y su generación es intermitente, dificultándose de este modo el ajuste entre generación y demanda.

En este contexto se destaca la importancia del almacenamiento [17], como elemento clave para mitigar la intermitencia del recurso solar y compensar los desequilibrios entre consumo y generación. La Fig.11 revela la disparidad entre los perfiles de demanda y producción.

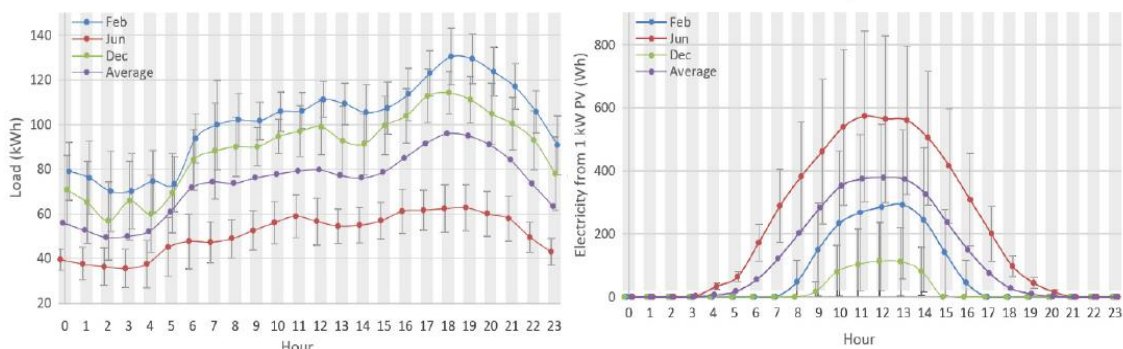


Fig. 11. Perfil medio diario de demanda (a) y de producción (b), en vivienda en Suecia con paneles FV de 1kWp, en distintos meses y estaciones. Fuente: Fig. 2, artículo [16].

Las baterías también permiten incrementar el autoconsumo “...cantidad de fotovoltaica generada, que es consumida en la propia vivienda...” y la autosuficiencia “...fracción de electricidad necesaria, que no es comprada a la red...”, reduciendo de este modo las necesidades de compra de energía. Aunque debido a la variabilidad de la irradiación solar en las distintas épocas del año, el máximo incremento de autoconsumo es limitado [18]. Elevados porcentajes de autoconsumo requerirían baterías con grandes capacidades, que implican elevados precios y tamaños, además de un bajo nivel de utilización.

Por lo tanto, el dimensionamiento de las baterías y paneles fotovoltaicos depende del perfil de cargas de la vivienda y del nivel de autoconsumo/autosuficiencia que se quiera alcanzar.

Además de la optimización relativa al tamaño, posición y control de los paneles fotovoltaicos y baterías, se plantean nuevas opciones más eficientes como restricciones a la fotovoltaica inyectada, para facilitar el control de tensión o el uso de sistemas de almacenamiento compartidos para mejorar el autoconsumo [19].

Pese a estas soluciones, los planes de subvenciones e incentivos por parte de los gobiernos juegan un papel muy importante a la hora de hacer la fotovoltaica competitiva en el mercado.

De este modo, la combinación de energía fotovoltaica con baterías de almacenamiento constituye una buena solución para cubrir el suministro a nivel de usuario doméstico, aunque este proyecto no tiene salida sin una política de financiación adecuada que incentive la instalación de dichos sistemas [20].

3. Casos de estudio

3.1. Introducción

En los apartados que siguen se analizan diferentes casos, que pretenden ejemplificar las diferentes opciones para autoconsumo con almacenamiento, evaluando su rentabilidad.

Como caso base se presenta el suministro tradicional, únicamente mediante la red, de un hogar medio (3 personas) en España. Los datos de consumo medio se han tomado de la Encuesta de Presupuestos Familiares de 2015, del *Instituto Nacional de Estadística INE*. En el estudio, todos los meses se van a considerar iguales.

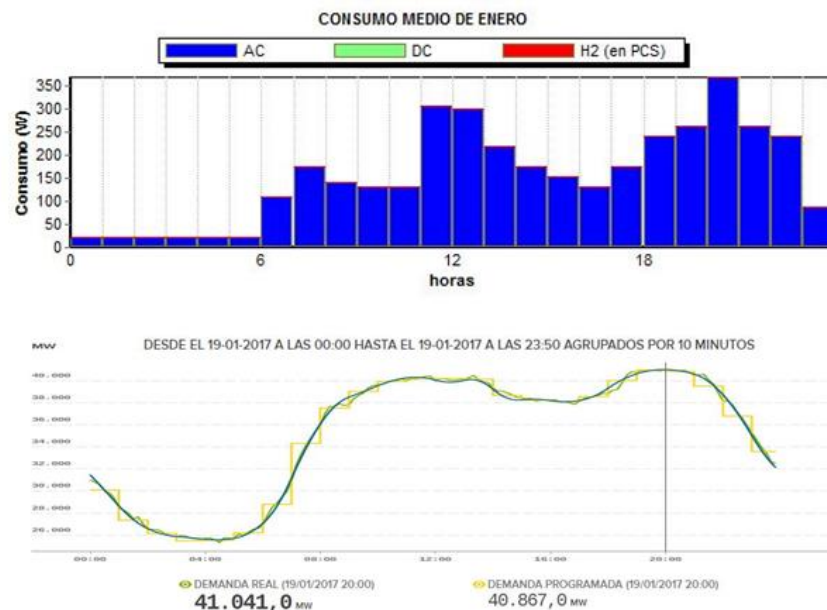


Fig. 12. Perfil de consumo diario propuesto (arriba), frente al consumo medio real (abajo). Fuente: iHOGA y REE

Se compararán los costes asociados a las necesidades eléctricas de la vivienda, con supuestos de estudio que consideren la adición de baterías para suministro propio o inyección a red, y posibilidades de este mismo sistema incluyendo además fotovoltaica. Los precios de la energía son los ofertados por la compañía comercializadora *Endesa S.A.* a fecha de septiembre 2017.

En cada caso, se realiza un análisis de sensibilidad para determinar la influencia de determinadas variables sobre el sistema, como precios de los componentes o inflación.

3.2. Herramientas empleadas: *software iHOGA*

La optimización de los sistemas propuestos, se realiza mediante el *software iHOGA* ("improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms"). Este programa, desarrollado en C++, permite la simulación y optimización de sistemas eléctricos aislados o conectados a la red.

Como objetivo de la optimización, se considera únicamente el de minimizar los costes totales a lo largo de la vida útil del sistema (Coste Actual Neto, CAN), aunque podría hacerse un análisis de las emisiones de CO₂ o energía no servida si es preciso.

3.3. Condiciones y especificaciones de los casos de estudio

El periodo de estudio son 25 años, coincidiendo con la vida útil estimada de los paneles fotovoltaicos, ya que las baterías duran menos (en esta aplicación unos 15 años, según el modelo de vida *Grot et al.* incluido en *iHOGA*). El consumo aproximado, es de 2800 kWh/año.

3.3.1. Caso base: suministro sólo de red

Se valora la demanda eléctrica de una vivienda acogida a la tarifa plana *Tempo*, propuesta por *Endesa*. Para potencia contratada de 3,45kW resulta en un término de potencia de 189,69€/año y un término de energía de 0,178966€/kWh (incluidos impuesto a la electricidad e IVA).

Como parámetros económicos se estiman un 4% de interés de mercado y un 2% de inflación general anual. La energía tiene un precio altamente variable, por lo que se consideran distintos escenarios económicos en este aspecto: 1%, 2% y 3% de inflación anual esperada del precio de la energía comprada a la red.

3.3.2. Baterías con conexión a red

Para la misma demanda eléctrica que en el caso base, se añade un sistema de baterías, con su inversor correspondiente, y se sustituye la tarifa plana por la *Tarifa Supervalle* de *Endesa*, más adecuada para sistemas de almacenamiento.

Para potencia contratada 3,45kW resulta en un término de potencia de 156,42€/año y un término de energía de 0,196€/kWh en horas punta, 0,089€/kWh en valle y 0,066€/kWh en periodos supervalle (incluidos impuesto a electricidad e IVA).

De este modo, las baterías se cargan en los periodos supervalle, cuando la energía es más barata, y se descargan en las horas punta, permitiendo un ahorro en la compra de energía.

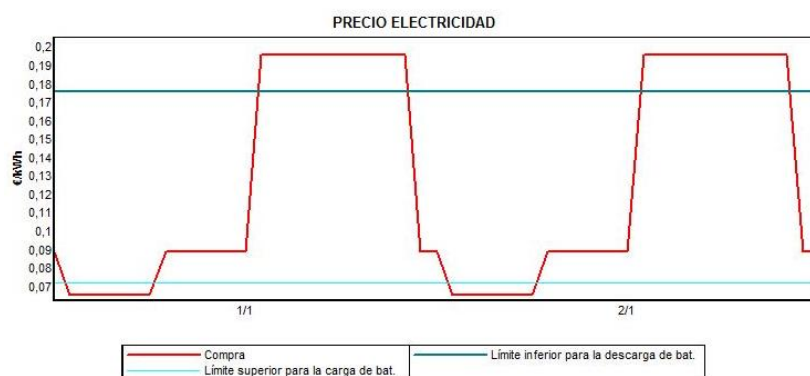


Fig. 13. Simulación de 2 días, de la estrategia de carga/descarga de las baterías, en función del precio de la electricidad según la tarifa *Supervalle* de *Endesa*. Fuente: *iHOGA*

Se estudian 3 familias de baterías, de tecnología ion Litio: *Tesla*, *LG Chem* y *Kostal Pico*. Con sus respectivas familias de inversores: *SMA*, *Steca* y *Kostal Piko*. Debido a la fuerte caída de los precios de las baterías, se valoran reducciones del 50% y 70% respecto al precio actual.

En el [Anexo 1 a y b](#) se indican algunos de los parámetros más importantes de cada familia de baterías-inversores y el nº de elementos empleados en la instalación propuesta.

3.3.3. Baterías con conexión a red y posibilidad de inyectar energía

Este caso es idéntico al anterior, aunque valorando la posibilidad de vender la energía almacenada en las baterías durante los periodos de bajo coste.

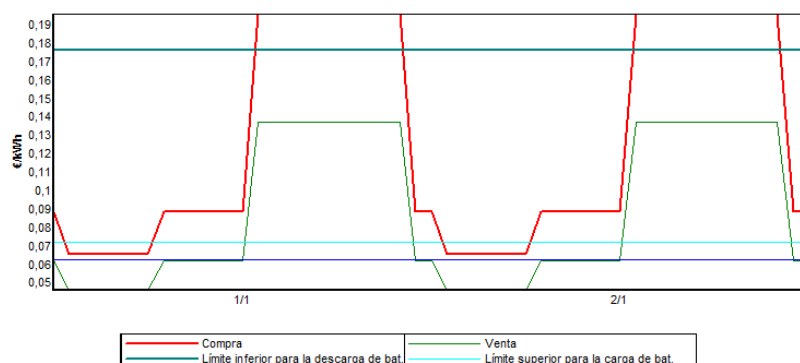


Fig. 14. Simulación de 2 días, de la estrategia de carga/descarga de las baterías e inyección a red, en función del precio de la electricidad según la tarifa Supervalles de Endesa. Fuente: iHOGA

Se consideran diferentes precios de venta de la energía: 30%, 50% y 70% del precio de compra. Además de tarifas eléctricas con mayor diferenciación de precios entre periodos. En concreto, una *tarifa Supervalles estirada hipotética*, cuyo término de energía pasa a ser 0,23€/kWh en horas punta y 0,053€/kWh en periodo supervalles.

3.3.4. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red

La combinación de baterías con fotovoltaica, permite cubrir parte de los consumos con la generación propia, reduciendo las necesidades de compra de energía a la red.

Se estudian varios modelos y familias de módulos fotovoltaicos con diferente potencia nominal y distintas tecnologías de fabricación (módulos de Silicio monocristalino, policristalino y amorfo). Las familias estudiadas son: *Atersa*, *Isofoton* y *Schott*.

En el [Anexo 1 c](#) se indican los parámetros más importantes de cada módulo seleccionado en cada familia de paneles, y el nº de elementos empleados según la instalación propuesta. El que mejor resultado da es el módulo *SiP24-Atersa: A280*, de Silicio policristalino, que posee una mayor potencia nominal.

Se consideran además varios emplazamientos (Zaragoza, Cádiz y Gijón), con distintos valores de irradiancia. Asimismo, se comparan los sistemas de seguimiento a dos ejes, con los sistemas fijos para acimut 0º e inclinación óptima según la localización.

3.3.5. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red y posibilidad de venta

Igual que para el caso de baterías conectadas a red, se considera la venta a la red de los excesos de energía generados mediante los paneles fotovoltaicos. Se toma como base comparativa el sistema fijo con inclinación de 35º en Zaragoza.

4. Resultados obtenidos

4.1.1. Caso base: suministro sólo de red

Los proyectos evaluados en los siguientes casos, se considerarán rentables si el coste obtenido es menor al Coste Actual Neto (CAN) obtenido en el caso base. Este valor representa los flujos de caja actualizados de los gastos de adquisición, reposición, mantenimiento,... Es decir, es una medida que indica la rentabilidad de la inversión, pero al contrario que con el Valor Actual Neto (VAN), en este caso el proyecto será viable si no se supera el CAN del presente caso base.

4.1.2. Baterías con conexión a red

Como puede observarse en la Fig.15, de entre las tres familias de baterías valoradas, las de la familia *Tesla* y *LG Chem* son las que presentan mejores resultados en cuanto a mínimo coste neto actualizado. Sin embargo, no resultan rentables frente al caso base de suministro de red.

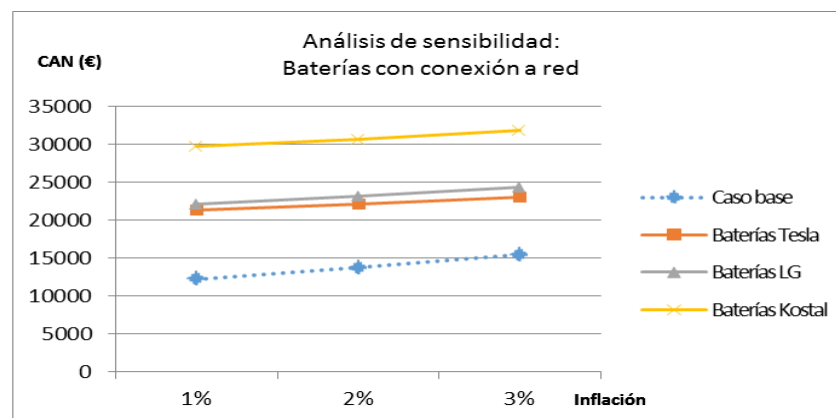


Fig. 15. Influencia de la inflación y características de las baterías sobre el CAN. Fuente: elaboración propia

Debido al avance de la tecnología, se estima oportuno el análisis de la previsible reducción de costes de las baterías de ion Litio: Fig.16. Suponiendo una reducción en los precios del 70%, el sistema de baterías *Tesla* permitiría un ahorro frente al caso base, especialmente en escenarios con alta inflación de la energía. En cuanto a las baterías *LG Chem*, presentan peores resultados que las *Tesla* y no resultan rentables pese a considerar fuertes caídas de su precio.

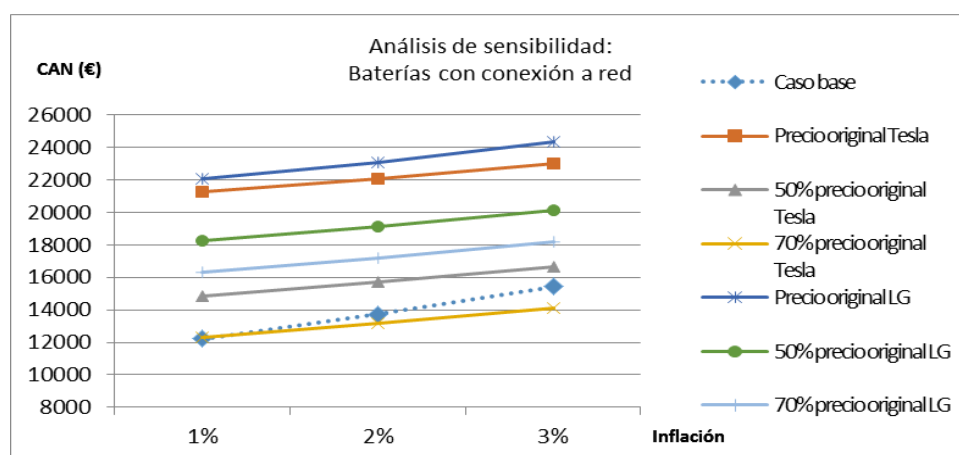


Fig. 16. Influencia de la inflación, características y coste de las baterías sobre el CAN. Fuente: elaboración propia

4.1.3. Baterías con conexión a red y posibilidad de inyectar energía

En el caso anterior se comprueba que la adición de baterías a día de hoy no es una opción rentable, a menos que conjuntamente se reduzcan fuertemente sus costes y aumenten los precios de la energía. Pero si ante precios aún elevados de las baterías fuera posible la inyección de energía en la red, considerando una retribución, la situación cambia.

En la Fig.17 se contempla esta situación con una retribución igual al 30%, 50% y 70% del precio de compra de la energía, en los diferentes escenarios económicos anteriores. El resultado únicamente mejora ante retribuciones del 70% del precio de compra.

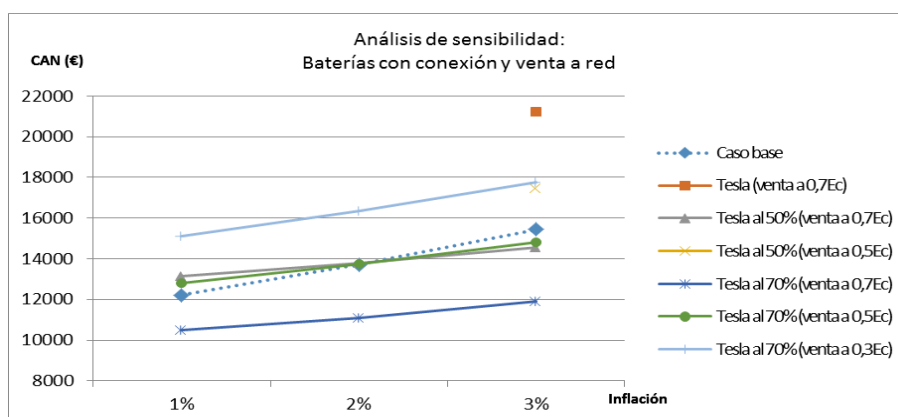


Fig. 17. Influencia de la inflación, coste de las baterías y precio de venta sobre el CAN. Fuente: elaboración propia

Con objeto de conseguir mejorar la rentabilidad, se han repetido las simulaciones de este mismo caso, con una hipotética *tarifa Supervalles estirada* (mayor diferencia de precios entre las horas punta y las supervalles): Fig.18. Ante esta situación los costes se reducen, consiguiendo rentabilidad en todos los casos en los que la energía se vende a precio elevado, incluso con precios moderados de las baterías. Sin embargo, la venta de energía a bajo precio sigue sin dar ninguna ventaja al productor.

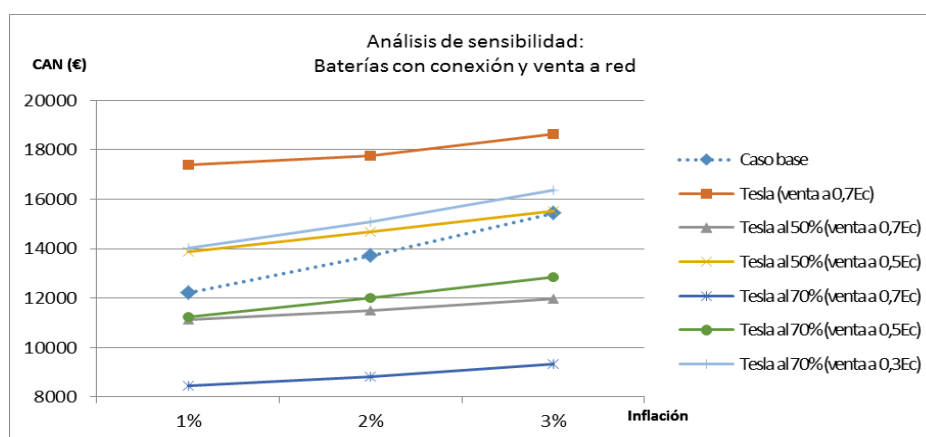


Fig. 18. Influencia de la inflación, coste de las baterías y precio de venta sobre el CAN, ante tarifas discriminatorias con amplia diferencia de precio entre periodos. Fuente: elaboración propia

Como conclusión, se pueden asegurar beneficios con la inversión en baterías únicamente si bajan considerablemente los precios de las baterías y la inflación de la energía es relativamente alta. En cualquier caso, serán necesarias tarifas discriminatorias por periodos adecuadas a este tipo de sistemas, con mejores resultados cuanto mayor sea la diferencia de precios entre los distintos periodos.

4.1.4. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red

Con objeto de aumentar los beneficios del proyecto ante la situación económico-eléctrica actual, se añaden paneles fotovoltaicos que generen parte de la energía requerida por la vivienda, pudiéndose almacenar los excesos en las baterías.

En la Fig.19 se observan las curvas de consumo y producción diarias obtenidas en un día, así como el estado de carga o descarga de las baterías.

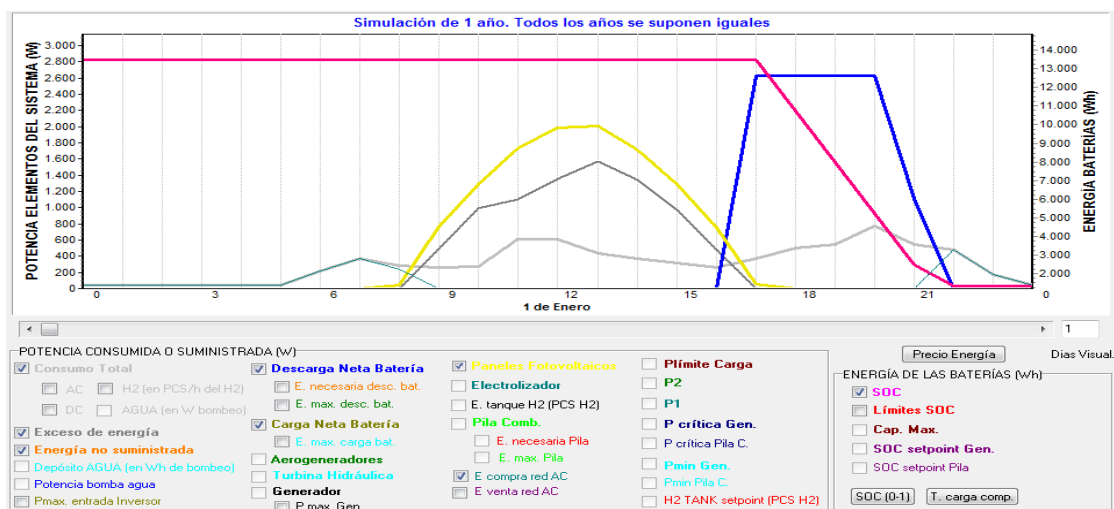


Fig. 19. Simulación horaria de 1 día del sistema propuesto con baterías combinadas con fotovoltaica. Fuente: iHOGA

Para el caso de irradiación en Zaragoza, se compara el rendimiento de la instalación empleando sistemas fijos de inclinación a 35° (inclinación óptima en Zaragoza) y orientación sur, con estructuras “tracker” o seguimiento en dos ejes: Fig.20. Los costes resultantes son similares, por lo que se prefiere el sistema fijo por su facilidad de operación y mantenimiento. Además, si los precios de los módulos fotovoltaicos siguen bajando se espera que mejore la rentabilidad de este tipo de instalación.

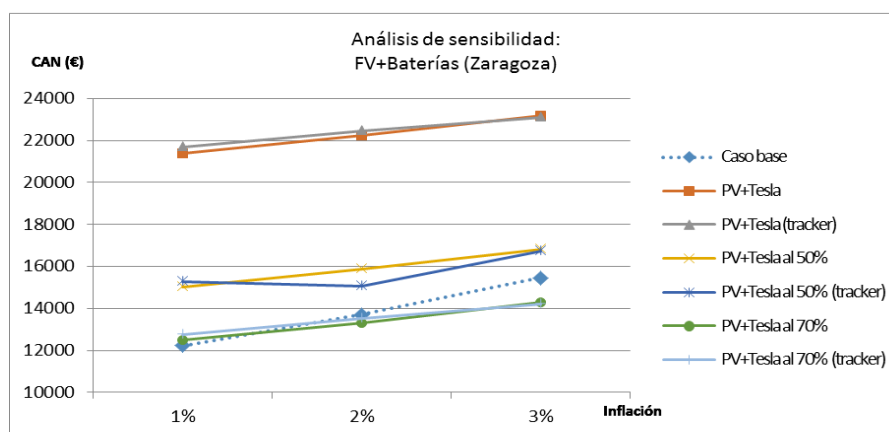


Fig. 20. Influencia de la inflación, coste de las baterías y orientación (fija o seguimiento) de los paneles fotovoltaicos sobre el CAN. Fuente: elaboración propia

Como complemento a este análisis, se añaden las comparativas de sistemas fijos y de seguimiento en otras localizaciones, con valores distintos de irradiación: Fig.21. Aunque los resultados son mejores en Cádiz que en Gijón, por la mayor irradiación recibida, la diferencia de costes no es significativa, pudiéndose conseguir rentabilidad en condiciones análogas en cualquiera de las ubicaciones.

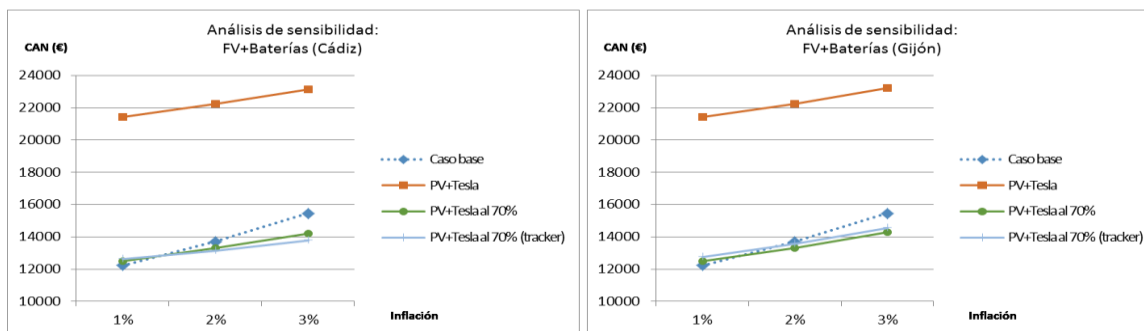


Fig. 21. Influencia de la inflación, coste de las baterías, orientación (fija o seguimiento) y ubicación de los paneles fotovoltaicos sobre el CAN. Fuente: elaboración propia

4.1.5. Generación fotovoltaica con baterías, conectadas a red y posibilidad de venta

Se considera por último, la posibilidad de vender los excesos de energía generados por la fotovoltaica en las horas solares con mayor radiación. Igual que en el caso anterior de inyección a red, el precio de venta de dicha energía es una variable muy influyente.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos fijos con inclinación óptima en Zaragoza, se pueden observar, mediante la Fig.22, importantes ahorros si la retribución de la energía es de al menos el 70% del precio al que se compra de la red. En ningún caso sin embargo, se consigue rentabilidad con precios de venta bajos (30% respecto al de compra de red).

En cualquier caso, la rentabilidad sigue viéndose perjudicada por elevados precios de las baterías y baja inflación de la energía.

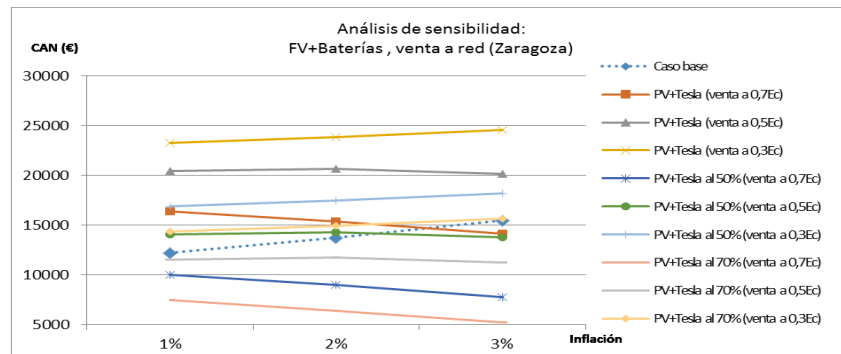


Fig. 22. Influencia de la inflación, coste de las baterías y precio de venta sobre el CAN para orientación fija de los paneles fotovoltaicos en Zaragoza. Fuente: elaboración propia

En resumen, actualmente no es viable un proyecto de instalación de baterías en una vivienda. Considerando que los precios de las baterías están cayendo mucho, los resultados son más aceptables, aunque la inflación de la energía juega un papel muy importante en la evaluación de esta rentabilidad (inflación y precios altos de la energía son los escenarios económicos más favorables, ya que incrementan el coste del caso base de suministro sólo de red).

Pese al supuesto de posible inyección de energía en la red, si ésta se compra a precios muy bajos es complicado obtener beneficios, por lo que se propone un sistema con mayor autonomía, combinando las baterías con fotovoltaica. Gracias a esta combinación se aprovecha mejor el recurso solar, y los resultados son especialmente beneficiosos en el caso de venta a red (incluso para precios de venta iguales de sólo la mitad del precio de compra). Aun así no hay que olvidar el apoyo por parte de los gobiernos, que supone un paso esencial en la impulsión de estos sistemas.

5. Conclusiones

En el contexto energético actual, resulta evidente la necesidad de un nuevo sistema eléctrico, que permita la integración de los nuevos consumos y fuentes de generación distribuida. No es más que la evolución de la red de distribución, hacia sistemas eléctricos más inteligentes.

Además, la fuerte variabilidad de los precios de la energía hace que el consumidor se plantee alternativas al suministro tradicional, que le permitan mayor autonomía y controlabilidad de sus cargas, consiguiendo de esta manera ahorros en la factura eléctrica.

En las aplicaciones para uso doméstico, las principales tecnologías disponibles para autoconsumo son el almacenamiento eléctrico y la energía solar fotovoltaica:

- Los sistemas de almacenamiento de energía, son una parte esencial en las “Smart Grids” ya que permiten mejorar la seguridad y eficiencia del sistema, mediante su capacidad de gestión de los recursos y reducción de la dependencia energética. Cabe destacar las baterías de ion Litio, debido a su gran capacidad de almacenamiento de energía, sumado a la fuerte caída de sus precios con la evolución de la tecnología.
- La energía solar fotovoltaica tiene un gran potencial como fuente de autoconsumo debido a sus relativos bajos costes de adquisición, y facilidad de instalación en cualquier tipo de superficie.

La conexión de baterías de ion Litio a la red, tiene sentido bajo tarifas de discriminación por periodos que permitan comprar la energía a bajo coste, en determinados periodos. Únicamente es posible obtener beneficios con este sistema, si los precios de la energía continúan creciendo y a su vez se reducen los costes de los componentes del sistema autónomo. (Esta situación mejoraría si se permitiera la venta de los excesos de energía almacenada a precios competitivos, o se crearan tarifas eléctricas más apropiadas, con mayor diferenciación de precios entre periodos).

La combinación de estos sistemas de almacenamiento con fotovoltaica, permite mitigar la intermitencia del recurso solar y conseguir mayor autonomía, liberándose en parte del efecto inflacionario de la energía. Cuando las baterías bajen de precio, este sistema será rentable ante cualquier escenario económico. Además, la caída de precio de los paneles fotovoltaicos contribuye a mejorar esta rentabilidad.

Los resultados apuntan hacia una mayor integración de renovables en los sistemas eléctricos futuros, gracias a la mejora de las tecnologías y caída de los precios que hacen posible paulatinamente la recuperación de la inversión inicial y la obtención de rentabilidad económica en los proyectos de este tipo.

A pesar de que los sistemas fotovoltaicos con baterías presentan numerosas ventajas, aún hoy en día no suponen ahorro frente al suministro tradicional desde la red; aunque de acuerdo a las estimaciones, acabarán siendo una realidad cuando los precios de los componentes bajen.

En cualquier caso, es necesario el apoyo por parte de los gobiernos para la expansión de los sistemas autónomos, y una mayor concienciación de los beneficios que implica este sistema.

6. Bibliografía

Ordenados según aparición de citas en el documento, se adjuntan las referencias de los artículos de revistas científicas, documentos publicados en libros y organismos oficiales:

- [1] A.M. Omer. Energy, environment and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008; 12: 2265–2300.
- [2] W.W. Clark II, J. Rifkin. A green hydrogen economy. *Energy Policy* 2006; 34: 2630-2639.
- [3] European Commission. Definition, expected services, functionalities and benefits of Smart Grids. *Smart Grids: from innovation to deployment*. Brussels: SEC 202 final, 2011.
- [4] A.A. Bayod-Rújula. Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy* 2009; 34: 377-383.
- [5] European Commission. Energy Storage: A key technology for decentralised power, power quality and clean transport. *Energy, environment and sustainable development*. Luxembourg: Official Publications of the European Communities, 2001.
- [6] M. Biswas et al. Towards Implementation of Smart Grid: An Updated Review on Electrical Energy Storage Systems. *Smart Grid and Renewable Energy* 2013; 4: 122-132.
- [7] R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustín. Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. *Energy Conversion and Management* 2015; 91: 394-404.
- [8] R. Dufo-López. Optimisation of size and control of grid-connected storage under real time electricity pricing conditions. *Applied Energy* 2015; 140: 395-408.
- [9] T.M.I. Mahlia et al. A review of available methods and development on energy storage; technology update. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014; 33: 532-545.
- [10] J. Cho, S. Jeong, Y. Kim. Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications. *Progress in Energy and Combustion Science* 2015; 48: 84-101.
- [11] Y. Li, J. Yang, J. Song. Design principles and energy system scale analysis technologies of new lithium-ion and aluminium-ion batteries for sustainable energy electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017; 71: 645-651.
- [12] B. Battke et al. A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013; 25: 240-250.
- [13] J.M.M. Fano. Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. *Física y Sociedad* 2003; 13:10-17.
- [14] España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, viernes 27 de diciembre de 2013, núm. 310, p. 105198.
- [15] España. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. *Boletín Oficial del Estado*, sábado 10 de octubre de 2015, núm.243, p. 94874.
- [16] Europa. Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 5 de junio de 2009, núm. 140.
- [17] Y. Zhang et al. Employing Battery Storage to Increase Photovoltaic Self-sufficiency in a Residential Building of Sweden. *Energy procedia* 2016; 88: 455-461.
- [18] E. Nyholm et al. Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self-consumption and self-sufficiency. *Applied Energy* 2016; 183: 148-159.
- [19] R. Luthander et al. Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment. *Energy* 2016; 112: 221-231.
- [20] J. Hoppmann et al. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014; 39: 1101-1118.

Por último y para finalizar este apartado, se ofrecen algunas de las principales direcciones de Internet consultadas:

-*Red Eléctrica España*. Demanda y producción en tiempo real. Estadísticas del sistema eléctrico. Informe anual del sistema eléctrico español.

<http://www.ree.es/es/>

-*Endesa S.A.* Tarifas eléctricas para hogares.

<https://www.endesaclientes.com/hogares/productos-servicios.html>

-*Instituto Nacional de Estadística*. Encuesta de consumos energéticos.

<http://www.ine.es/>

-*Oficina Europea de Estadística (Eurostat)*. Inflación de la energía, interés de mercado e inflación anual.

<http://ec.europa.eu/eurostat>

-*EurObserv'ER*. Photovoltaic barometer 2017.

<https://www.eurobserv-er.org/>

-*Boletín Oficial del Estado*. Ley eléctrica y regulación del autoconsumo.

<https://www.boe.es/>

-clickrenovables. Real Decreto de Autoconsumo 900/2015. Resumen para legalizar una instalación 2016. Extraído el 11 de septiembre de 2017, de:

<http://www.clickrenovables.com/blog/real-decreto-de-autoconsumo-9002015/>

-clickrenovables. ¿Cómo legalizar una instalación fotovoltaica para el autoconsumo? 2014. Extraído el 11 de septiembre de 2017, de:

<http://www.clickrenovables.com/blog/como-legalizar-una-instalacion-fotovoltaica-para-el-autoconsumo/>

-*IHOGA software (improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms)*. Características.

<https://ihoga-software.com/>

-*Tesla*. Baterías para uso doméstico *Powerwall*.

https://www.tesla.com/es_ES/powerwall

-*SMA Solar Technology*. Inversores para baterías.

<https://www.sma-iberica.com/>

-*Atersa*. Paneles solares.

<http://www.atersa.com/es/>

Índice de figuras

Fig. 1. El sistema eléctrico tradicional y su evolución (redes eléctricas inteligentes). Fuente: Fig.1, artículo [4].	5
Fig. 2. El sistema eléctrico tradicional y su evolución a través de sistemas de almacenamiento de energía. Fuente: Presentación Power Business/ Cátedra Endesa	8
Fig. 3. Optimización de la curva de consumo. Fuente: REE y Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones.	9
Fig. 4. Energía almacenada, potencia nominal y tiempo de descarga, para diferentes sistemas de almacenamiento. Fuente: European Commission, Community Research.	10
Fig. 5. Batería de plomo ácido: aspecto y características. Fuente: Catálogo Fullwat y CSIC	11
Fig. 6. Batería de ion litio: aspecto y características. Fuente: Catálogo Fullwat y CSIC	12
Fig. 7. Componentes de las baterías de ion Litio. Fuente: Presentación Cátedra Endesa	12
Fig. 8. Características de los principales sistemas de almacenamiento: eficiencia en % (izquierda) y madurez tecnológica (derecha). Fuente: Cátedra Endesa y FutuRed GIA	13
Fig. 9. Reparto de potencia de almacenamiento instalada según las distintas tecnologías. Fuente: IHS Energy Technology, 2016	14
Fig. 10. Estudio de costes de almacenamiento en 2015 - 2030 ("Levelised Cost of Storage LCOS"). Fuente: PwC 2015	14
Fig. 11. Perfil medio diario de demanda (a) y de producción (b), en vivienda en Suecia con paneles FV de 1kWp, en distintos meses y estaciones. Fuente: Fig. 2, artículo [16].	17
Fig. 12. Perfil de consumo diario propuesto (arriba), frente al consumo medio real (abajo). Fuente: iHOGA y REE	18
Fig. 13. Simulación de 2 días, de la estrategia de carga/descarga de las baterías, en función del precio de la electricidad según la tarifa Supervalde de Endesa. Fuente: iHOGA	19
Fig. 14. Simulación de 2 días, de la estrategia de carga/descarga de las baterías e inyección a red, en función del precio de la electricidad según la tarifa Supervalde de Endesa. Fuente: iHOGA	20
Fig. 15. Influencia de la inflación y características de las baterías sobre el CAN. Fuente: elaboración propia	21
Fig. 16. Influencia de la inflación, características y coste de las baterías sobre el CAN. Fuente: elaboración propia	21
Fig. 17. Influencia de la inflación, coste de las baterías y precio de venta sobre el CAN. Fuente: elaboración propia	22
Fig. 18. Influencia de la inflación, coste de las baterías y precio de venta sobre el CAN, ante tarifas discriminatorias con amplia diferencia de precio entre periodos. Fuente: elaboración propia	22
Fig. 19. Simulación horaria de 1 día del sistema propuesto con baterías combinadas con fotovoltaica. Fuente: iHOGA	23
Fig. 20. Influencia de la inflación, coste de las baterías y orientación (fija o seguimiento) de los paneles fotovoltaicos sobre el CAN. Fuente: elaboración propia	23
Fig. 21. Influencia de la inflación, coste de las baterías, orientación (fija o seguimiento) y ubicación de los paneles fotovoltaicos sobre el CAN. Fuente: elaboración propia	24
Fig. 22. Influencia de la inflación, coste de las baterías y precio de venta sobre el CAN para orientación fija de los paneles fotovoltaicos en Zaragoza. Fuente: elaboración propia	24
Fig. 23. Ciclos de vida esperados en función de la profundidad de descarga, en baterías Tesla. Fuente: iHOGA	30
Fig. 24. Ciclos de vida esperados en función de la profundidad de descarga, en baterías LG Chem. Fuente: iHOGA	31
Fig. 25. Ciclos de vida esperados en función de la profundidad de descarga, en baterías Kostal Pico. Fuente: iHOGA	31

Fig. 26. Curva eficiencia vs potencia en inversores SMA, para batería Tesla. Fuente: iHOGA	32
Fig. 27. Curva eficiencia vs potencia en inversores STECA, para batería LG Chem. Fuente: iHOGA	32
Fig. 28. Curva eficiencia vs potencia en inversores Kostal Piko, para batería Kostal Pico. Fuente: iHOGA	32
Fig. 29. Valores de irradiancia en Zaragoza a lo largo de un día en distintas épocas del año (invierno a la izda. y verano a la dcha.) y ante diferente inclinación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: iHOGA.....	33
Fig. 30. Valores de irradiancia en Cádiz a lo largo de un día en distintas épocas del año (invierno a la izda. y verano a la dcha.) y ante diferente inclinación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: iHOGA	33
Fig. 31. Valores de irradiancia en Gijón a lo largo de un día en distintas épocas del año (invierno a la izda. y verano a la dcha.) y ante diferente inclinación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: iHOGA	34

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen de las principales tecnologías de ion Litio y sus características. Fuente: Elaboración propia	13
Tabla 2. Resumen precios establecidos para tarifas 2.0A y 2.0DHS de Endesa. Fuente: propia .	15
Tabla 3. Resumen de parámetros característicos de las baterías y dimensionamiento. Fuente: elaboración propia	30
Tabla 4. Resumen de parámetros característicos de los inversores. Fuente: elaboración propia	31
Tabla 5. Resumen de parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia	33
Tabla 6. Dimensionamiento módulos fotovoltaicos según las condiciones de estudio. Fuente: elaboración propia	34

ANEXOS

Anexo I. Ficha técnica de los componentes de la instalación

a) Ficha datos baterías

Las principales características de las baterías se recogen en la [Tabla.3](#) y las [Fig.23-25](#).

En todos los casos el sistema óptimo, con menor coste neto actualizado, consiste en una única batería, debido a que la capacidad de éstas es suficiente para satisfacer los consumos de un sistema doméstico.

Familia baterías	<i>Tesla</i>	<i>LG Chem</i>	<i>Kostal Pico</i>
Nombre	<i>Powerball 2 DC</i>	<i>RESU3.3</i>	<i>Kostal Pico 3,6kWh</i>
Capacidad (Ah)	38,57	63	23,5
Tensión nominal (V)	350	48	153
Capacidad energética (kWh)	13,5	3,0	3,6
Coste adquisición (€)	6100	3400	7900
Coste (€/kWh)	452	1124	2197
Coste O&M (€/año)	30	30	30
Profundidad máx. de descarga (%)	90	90	90
Ciclos de vida esperados (SOC mín %)	3200	3200	5330
Vida esperada (años)	15	15	15
Eficiencia (%)	91,8	95	95
Autodescarga (% /mes)	2	2	2
Peso (kg)	120	31	120
nº baterías en serie y en paralelo	1s. x 1p.	1s. x 1p.	1s. x 1p.
Capacidad total (Ah)	38,57	63	23,5

Tabla 3. Resumen de parámetros característicos de las baterías y dimensionamiento. Fuente: elaboración propia

En los sistemas de almacenamiento electroquímico, la vida útil de las baterías varía mucho con el uso. Por ello se incluyen las gráficas que permiten estimar el nº de ciclos de vida, en función de la profundidad de la descarga o “State of Charge SOC” mínimo.

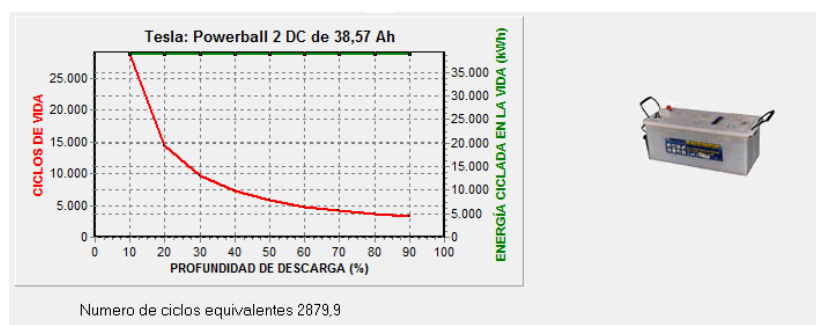


Fig. 23. Ciclos de vida esperados en función de la profundidad de descarga, en baterías Tesla. Fuente: iHOGA

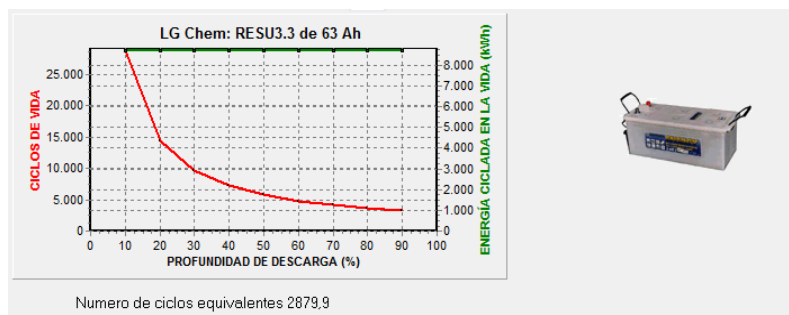


Fig. 24. Ciclos de vida esperados en función de la profundidad de descarga, en baterías LG Chem. Fuente: iHOGA

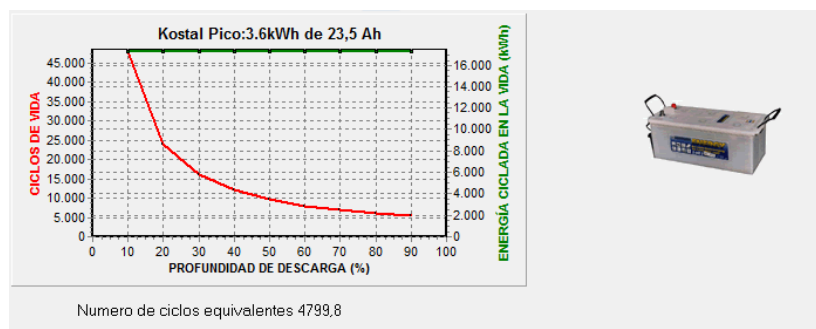


Fig. 25. Ciclos de vida esperados en función de la profundidad de descarga, en baterías Kostal Pico. Fuente: iHOGA

b) Ficha datos inversores, para baterías

Las principales características de los inversores requeridos por las baterías, se recogen en la Tabla.4 y las Fig.26-28.

En algunos casos el regulador fotovoltaico de carga de las baterías y el rectificador-cargador están incluidos en el inversor. Si no fuera el caso, sería necesario añadir dichos elementos a la instalación, como ocurre con los inversores de Steca.

Familia inversores	SMA	STECA	Kostal Pico
Nombre	Sunny Boy Stora.	Solarix PI 1200	Kostal Piko 6.0BA
Potencia nominal (VA)	2500	900	6600
V _{DC} mín (V)	100	42	153
V _{DC} máx (V)	500	64	950
Coste adquisición (€)	1590	650	3400
Cargador	Incluido	No	Incluido
Regulador PV	MPPT	No	MPPT
Vida (años)	10	10	10
Eficiencia carga (%)	98	100	98
Peso (kg)	9	9	33
Regulador carga baterías		P Tarom 4140 (149 A)	
Rectificador-cargador baterías		Rectif. (2792 W)	

Tabla 4. Resumen de parámetros característicos de los inversores. Fuente: elaboración propia

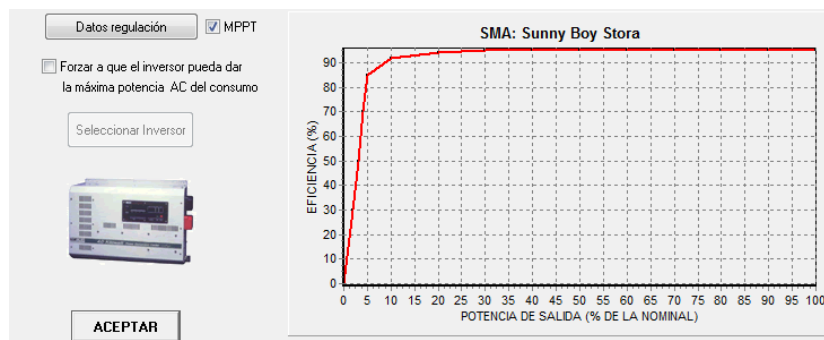


Fig. 26. Curva eficiencia vs potencia en inversores SMA, para batería Tesla. Fuente: iHOGA

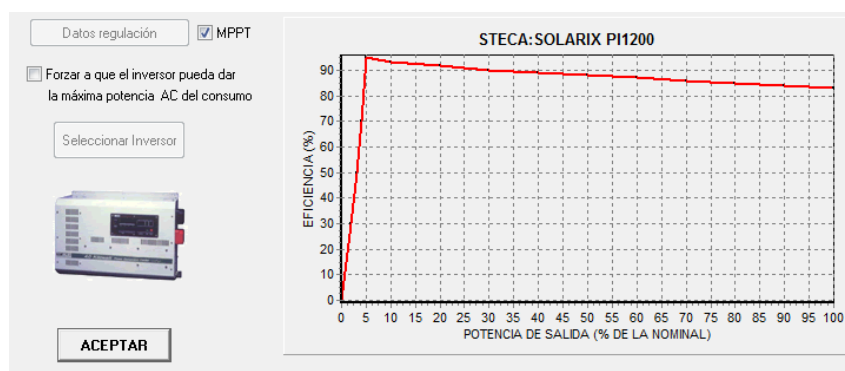


Fig. 27. Curva eficiencia vs potencia en inversores STECA, para batería LG Chem. Fuente: iHOGA

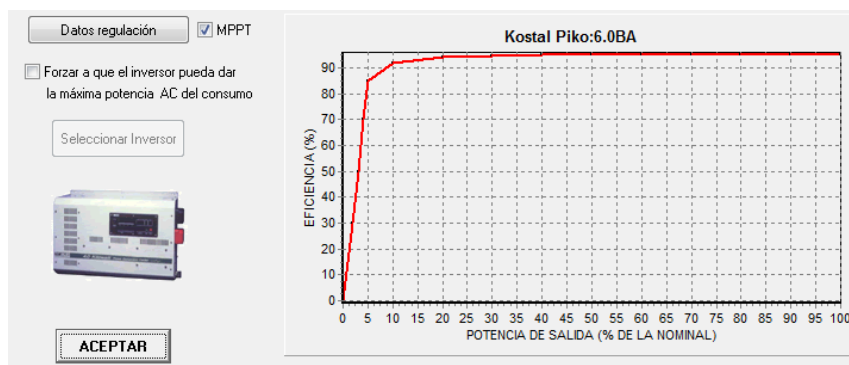


Fig. 28. Curva eficiencia vs potencia en inversores Kostal Piko, para batería Kostal Pico. Fuente: iHOGA

c) Ficha datos módulos fotovoltaicos

Las principales características de los paneles fotovoltaicos se recogen en la [Tabla.5](#). En cada familia, se ha elegido un módulo con una tecnología de fabricación diferente. De este modo se pueden comparar las características de los módulos de Silicio monocristalino, Silicio policristalino y amorfo.

Los reguladores e inversores incluyen un sistema de seguimiento de máxima potencia ("Maximum Power Point Tracking MPPT") ya que en los paneles fotovoltaicos el efecto de temperatura influye mucho en el rendimiento obtenido.

Familia módulos FV	Atersa	Isofoton	Schott
	SiP24 Atersa:	SiM24-Isofoton:	aSi12-Schott:
Nombre	A280P	Is150	ASI100
Potencia (Wp)	280	150	100
Coef. Tª (% /°C)	-0,43	-0,45	-0,2
Uo (V)	24	24	12
Icc (A)	8,39	4,86	6,79
Tonc (°C)	47	46	49
Coste (€)	350	320	110
Coste O&M (€/año)	3,5	3,2	1,1
Vida (años)	25	25	25
Eficiencia (%)	15	15	15
Peso (kg)	24,2	14,4	20,8



Tabla 5. Resumen de parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia

El dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, cambia en función de las condiciones de irradiancia. En las **Fig.29-31** se observan los valores de irradiación el día 1 de enero y el día de 20 de julio, en cada una de las ubicaciones elegidas para el proyecto.

Se incluyen en la **Tabla.6** los resultados obtenidos para los módulos *SiP24 de Atersa* de 280Wp en los diferentes emplazamientos y según los dos tipos de seguimiento: fijo o tracker.

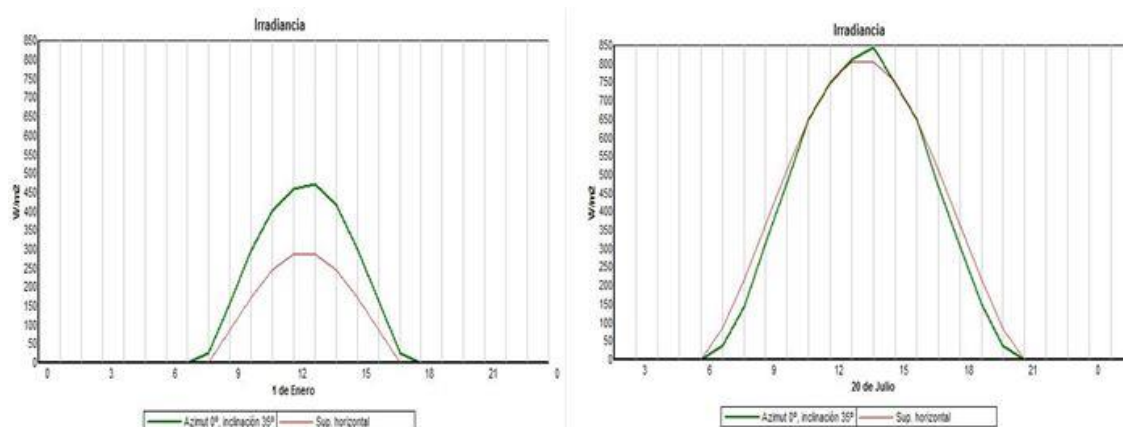


Fig. 29. Valores de irradiancia en Zaragoza a lo largo de un día en distintas épocas del año (invierno a la izda. y verano a la dcha.) y ante diferente inclinación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: iHOGA

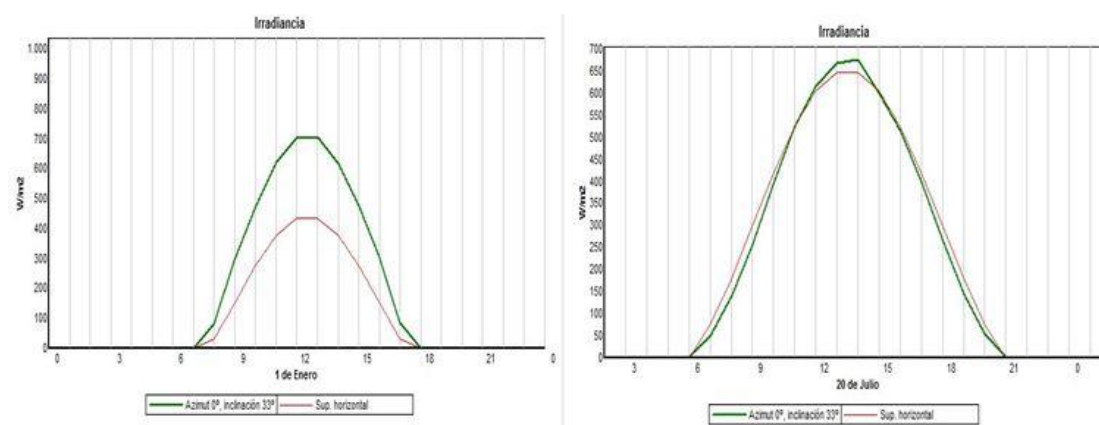


Fig. 30. Valores de irradiancia en Cádiz a lo largo de un día en distintas épocas del año (invierno a la izda. y verano a la dcha.) y ante diferente inclinación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: iHOGA

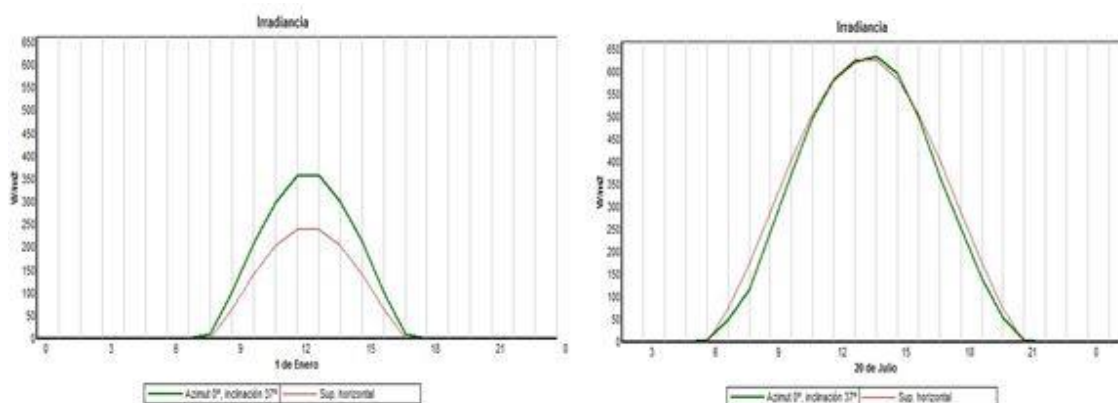


Fig. 31. Valores de irradiancia en Gijón a lo largo de un día en distintas épocas del año (invierno a la izda. y verano a la dcha.) y ante diferente inclinación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: iHOGA

Familia módulos FV	Atersa	Atersa	Atersa	Atersa	Atersa	Atersa
Nombre	SiP24 Atersa: A280P	SiP24 Atersa: A280P	SiP24 Atersa: A280P	SiP24 Atersa: A280P	SiP24 Atersa: A280P	SiP24 Atersa: A280P
Potencia nominal (Wp)	280	280	280	280	280	280
Emplazamiento	Zaragoza	Zaragoza	Cádiz	Cádiz	Gijón	Gijón
Seguimiento	Fijo, 35º incl.	seg. 2 ejes	Fijo, 33º incl.	seg. 2 ejes	Fijo, 37º incl.	seg. 2 ejes
nº módulos en serie	10	10	10	10	10	10
nº módulos en paralelo	2	2	2	2	3	3
Potencia total (kWp)	5,6	5,6	5,6	5,6	8,4	8,4

Tabla 6. Dimensionamiento módulos fotovoltaicos según las condiciones de estudio. Fuente: elaboración propia

Anexo 2. Informes generados por iHOGA

Como complemento a las tablas y gráficas incluidas en la memoria, se adjuntan los informes de resultados obtenidos con *iHOGA* para los casos de inyección a red con fotovoltaica o sólo baterías. En el informe se indican las características de la solución óptima y los costes detallados de cada instalación.

Debido a la infinidad de condiciones simuladas, se incluyen únicamente informes de algunos casos representativos. En concreto:

- Baterías *Tesla* conectadas a red. Tomando un 2% de inflación de la energía y coste original de las baterías.
- Generación fotovoltaica *SiP24 Atersa* con baterías *Tesla* conectadas a red. Tomando un 3% de inflación de la energía, precio original de las baterías, y venta de energía al 70% del precio de compra.

Proyecto: miBase%inf+Bat.hoga. Config. nº 0

Tensión DC: 350 V. Tensión AC: 230 V

COMPONENTES

Sin Paneles Fotov.

Baterías Tesla: Powerball 2 DC (Cn=38,57 A·h): 1 s. x 1 p. E total = 13,4 kWh (1,4 d.aut)

Sin Aerogeneradores

Sin Turbina Hid.

Sin Generador AC

Sin Pila Comb.

Sin Electrolizador

Inversor SMA: Sunny Boy Stora, pot. nominal 2500 VA

Regulador carga bat. incluido en inversor //

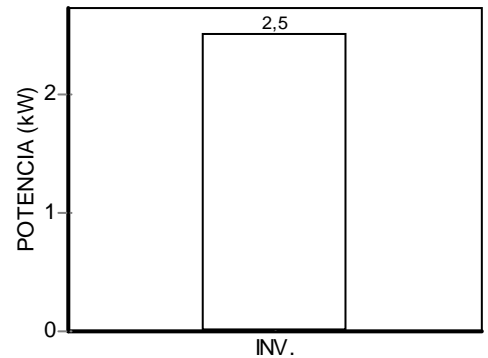
Rectificador-cargador baterías incluido en inversor

ESTRATEGIA DE CONTROL:

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA. SOC mín. baterías = 10 %

ESTRATEGIA PARA LA CARGA/DESCARGA(sin inyectar a red) DE BATERÍAS CONECTADAS A LA RED:

Precio E. máximo para la carga: 0,0724 €/kWh; Precio mínimo para la descarga: 0,1763 €/kWh



Coste inicial de la inversión: 8298 €. Préstamo del 80 %, cuota anual: 945,1 €. Coste combust. gen. AC 1º año: 0 €

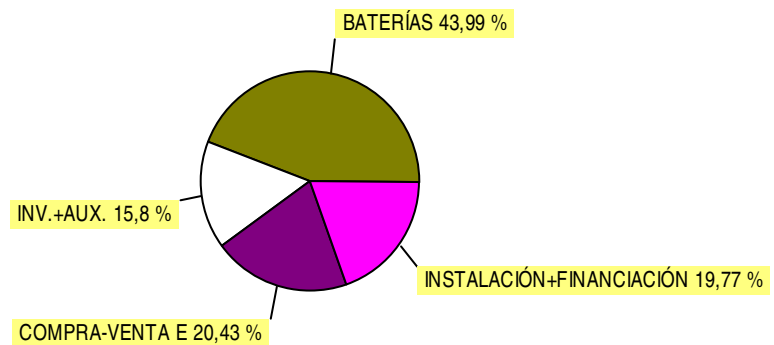
COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 2841kWh/año, C.total (VAN) de 13393 €)

Coste Total del sistema (VAN): 22071,8 €. Coste actualizado de la energía suministrada: 0,31 €/kWh

Coste Banco Baterías (VAN): 9710 €

Coste Inversor (VAN): 3488 €

Compra/Venta E. Gastos: Compra E. Elect(VAN): 4510 €. Ingresos: Venta E.Elect. (VAN): 0 €. Venta H2 (VAN): 0 €.



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 2841 kWh/año. Cubierta por ren.100%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 0 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 1880 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 1884 kWh/año

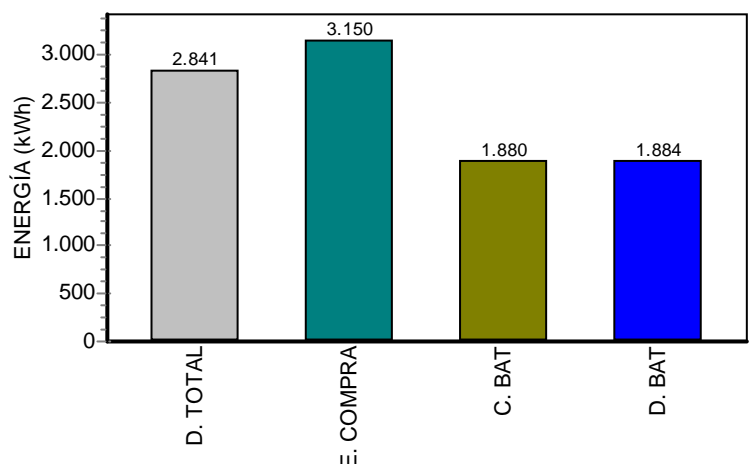
Vida de las baterías: 15 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 3150 kWh/año

Emisiones totales de CO₂: 1309 kg CO₂/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO₂/año

H₂ vendido anual: 0 kg H₂/año //// IDH: 0,6614. Empleos creados durante vida sistema: 0,0003

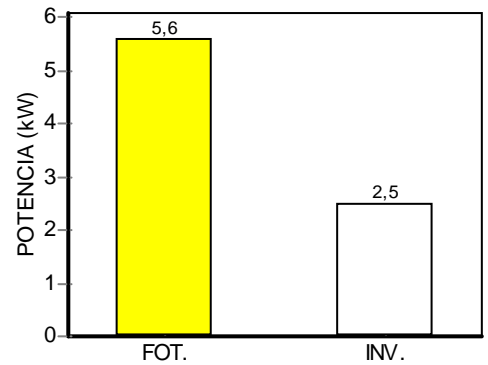


Proyecto: miBaseFV.hoga. Config. nº 0

Tensión DC: 350 V. Tensión AC: 230 V

COMPONENTES

Paneles PV SiP24-Atersa: A280P (280 Wp): 10 serie x 2 par. P total = 5,6 kWp, 35° inc.
Baterías Tesla: Powerball 2 DC (Cn=38,57 A·h): 1 s. x 1 p. E total = 13,4 kWh (1,4 d.aut)
Sin Aerogeneradores
Sin Turbina Hid.
Sin Generador AC
Sin Pila Comb.
Sin Electrolizador
Inversor SMA: Sunny Boy Stora, pot. nominal 2500 VA
Regulador carga bat. incluido en inversor //
Rectificador-cargador baterías incluido en inversor



ESTRATEGIA DE CONTROL:

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA. SOC mín. baterías = 10 %

ESTRATEGIA PARA LA CARGA/DESCARGA(consumo + inyectar a red) DE BATERÍAS CONECTADAS A LA RED:

Precio E. máximo para la carga: 0,0724 €/kWh; Precio mínimo para la descarga: 0,1763 €/kWh

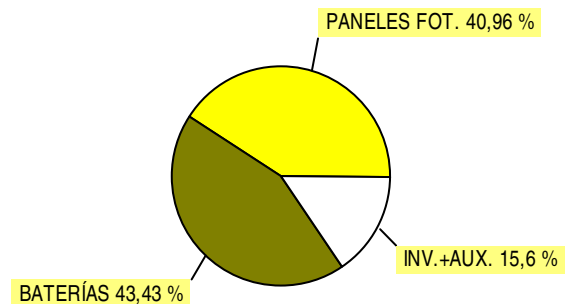
Coste inicial de la inversión: 15588 €. Préstamo del 80 %, cuota anual: 1775,5 €. Coste combust. gen.AC 1º año: 0 €
COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 2837kWh/año, C.total (VAN) de 14449 €)

Coste Total del sistema (VAN): 14141,7 €. Coste actualizado de la energía suministrada: 0,2 €/kWh

Coste Grupo Fotovoltaico (VAN): 9158 €

Coste Banco Baterías (VAN): 9710 €

Coste Inversor (VAN): 3488 €



Compra/Venta E. Gastos: Compra E. Elect(VAN): 6897 €. Ingresos: Venta E.Elect. (VAN): -21055 €. VentaH2 (VAN): 0 €.

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 2836 kWh/año. Cubierta por ren.100%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 5348 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 6994 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 3889 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 3899 kWh/año

Vida de las baterías: 15 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 8096 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 4574 kWh/año

Emisiones totales de CO2 : 2058 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año //// IDH: 0,6822. Empleos creados durante vida sistema: 0,0173

